

В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков



# ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

*Учебное пособие*

В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков

# **ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

Учебное пособие

*(для обучающихся по направлению подготовки  
«Электроэнергетика и электротехника» для профиля подготовки  
«Электроснабжение» по программе бакалавриата)*

Краснодар  
КубГАУ  
2017

**УДК 621.31:537.8(0.75.8)**

**ББК 31.2**

**С 15**

**Р е ц е н з е н т ы :**

**И.И. Надтока** – д.т.н., профессор (Южно-Российский  
государственный технический университет –  
Новочеркасский политехнический институт);

**В.А. Атрощенко** – д.т.н., профессор (Кубанский  
государственный технологический университет).

**Сазыкин В.Г.**

**С15** Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических  
системах: учебное пособие / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков. – 2-е изд.,  
исправ. и доп. - Краснодар: КубГАУ, 2017. – 255 с.

**ISBN 978-5-9907812-3-8**

Учебное пособие подготовлено в соответствии с требованиями федерального государственного образовательного стандарта, на основании модуля «Электромагнитные переходные процессы» и типовой программы дисциплины «Переходные процессы в электроэнергетических системах».

Учебное пособие предназначено для обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» для профиля подготовки «Электроснабжение» по программе бакалавриата при формировании профессиональных компетенций в процессе аудиторных занятий и индивидуальной работы при изучении отдельных глав, тем или вопросов лекционного курса и нормативных документов; подготовке к очередным лекциям и практическим занятиям; выполнении индивидуальных заданий, контрольных, курсовых и выпускных квалификационных работ и проектов; подготовке к индивидуальному собеседованию с преподавателем, к зачету, тестированию и экзамену; участию в выполнении программы студенческой научно-исследовательской работы.

Рекомендовано к использованию в учебном процессе методической комиссией факультета энергетики КубГАУ.

**УДК 621.31:537.8(0.75.8)**

**ББК 31.2**

© Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., 2017  
© ФГБОУ Кубанский государственный  
аграрный университет имени  
И.Т. Трубилина, 2017

**ISBN 978-5-9907812-3-8**

## ВВЕДЕНИЕ

Электромагнитные переходные процессы являются распространенным режимом электроэнергетических систем, в том числе и входящих в их состав систем электроснабжения. Электромагнитные переходные процессы происходят как при нормальных условиях эксплуатации – включении и отключении электрических нагрузок, источников питания, отдельных линий электропередачи, так и при авариях – коротких замыканиях, обрывах фаз, пусках крупных электрических машин и т.п.

При любом переходном процессе происходит в определенной мере изменение электромагнитной энергии в элементах систем электроснабжения, нарушается баланс между механическим и электромагнитным моментами на валу каждого вращающегося генератора электрической системы и работающего электродвигателя в системе электроснабжения. Поэтому переходные процессы характеризуются совокупностью электромагнитных и механических изменений во всей электрической системе. Хотя эти процессы взаимно связаны, тем не менее, имеется возможность сначала рассмотреть только происходящие электромагнитные переходные процессы, а затем – совместно электромагнитные и механические. Такое разделение позволяет постепенно освоить по двум модулям «Электромагнитные переходные процессы» и «Электромеханические переходные процессы» достаточно сложную дисциплину «Переходные процессы в электроэнергетических системах».

Учебное пособие посвящено первому модулю курса – изучению происходящих электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах и в системах электроснабжения. Модуль «Электромагнитные переходные процессы» входит в цикл специальных дисциплин и относится к блоку дисциплин, формирующих специальные профессиональные знания и компетенции, необходимые при изучении дисциплин. «Релейная защита и автоматика», «Электрические станции и подстанции», «Электрические системы и сети», «Надежность в электроэнергетике», «Электромагнитная совместимость», «Эксплуатация систем электроснабжения» и «Проектирование систем электроснабжения», а также при выполнении курсовых проектов и выпускной квалификационной работы. Материал модуля базируется на курсах базовой части общих математических, общенаучных и общих профессиональных дисциплин.

Изучение электромагнитных переходных процессов необходимо для ясного представления причин возникновения и уяснения физической сущности этих процессов, приобретения навыков практических расчетов и исследования переходных процессов, формирования знаний, умений и навыков, позволяющих моделировать, прогнозировать и заранее предотвращать опасные последствия таких процессов. Важно не только уметь анализировать переходные процессы, но понимать и сознательно управлять ими.

Используемая в учебнике концепция компетентностного образовательного подхода не отрицает значения знаний, умений и навыков, но концентрирует внимание на способности их использовать. В современных условиях «образованность» определяется не только объемом и широтой знаний, но и способностью решать профессиональные задачи различной сложности на основе имеющихся знаний, умений и навыков с учетом личностных качеств студента, его интересов, склонности и способности:



- решать задачи, общие для различных видов профессиональной и иной деятельности (коммуникативные, поиска и анализа информации, принятия решений, организации совместной деятельности и др.);
- расширять возможности и повышать эффективность способов решения имеющихся задач;
- продолжать дальнейшее профессиональное обучение.

Компетентностный образовательный подход, ориентированный на переход от воспроизведения знаний, умений и навыков к их применению, дает возможность на основе междисциплинарной интеграции подготовиться к решению задач, связанных с предметной профессиональной деятельностью, в частности в области электротехники, электроэнергетики и систем электроснабжения.

Инновационные модели обучения выстраиваются в основном на базе концепции развивающего обучения в виде так называемого личностно-ориентированного подхода и интенсивнее опираются на активную познавательную позицию студента в русле деятельностного подхода. В инновационных моделях учебного пособия сохранена опора на эффективные формы, методы и приемы, отработанные в рамках традиционной модели обучения.

Ведущая роль в освоении процесса проектирования отведена междисциплинарной интеграции и междисциплинарным связям применения знаний из одной дисциплины при изучении другой. Осуществление даже учебного проектирования системы электроснабжения характеризует знания выпускника по каждой специальной дисциплине без приоритетных акцентов, создавая дополнительные возможности для междисциплинарного переноса знаний и усиления междисциплинарных связей.

Особое место в учебном пособии отведено контролю качества образования в рамках рассматриваемой предметной области [24]. Опираясь на традиционные виды и формы, сочетающие количественные и качественные методы контроля, – бипарадигмальную модель измерения, – предлагается комплекс вопросов для использования в стандартизированных тестах с выбором ответов, автоматизированных форм проверки и обработки данных при шкалировании каждого ответа. Теоретическая часть учебного пособия может быть использована для подготовки эссе и рефератов по изучаемым темам дисциплины. В качественных измерениях предлагаемая база вопросов по каждой главе готова к использованию в компетентностных тестах и устных опросах по традиционной форме, а также для индивидуальной работы обучающихся.

Материал учебника системно излагается в виде «элементарных компетенций» – своего рода экспертных правил, знаний, умений и навыков высококвалифицированных специалистов. Практически все темы сопровождаются примерами и разъяснениями, приводится необходимый справочный материал. В конце учебника приведен глоссарий, содержащий используемые в учебном пособии основные термины и определения.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва  
АГП – автомат гашения поля; автоматическое гашение поля  
АД – асинхронный двигатель  
АДС – автоматическое деление сети  
АПВ – автоматическое повторное включение  
АПК – агропромышленный комплекс  
АРВ – автоматический регулятор возбуждения  
АТ – автотрансформатор  
АЧР – автоматическая частотная разгрузка  
ВЛ – воздушная линия  
ВН – высокое (высшее) напряжение  
ГПП – главная понизительная подстанция  
ДГР – дугогасительная решетка; дугогасящий реактор  
З – замыкание  
ИЕ – именованная единица  
КЗ – короткое замыкание  
КЛ – кабельная линия  
КН – комплексная нагрузка  
КПД – коэффициент полезного действия  
ЛЭП – линия электропередачи  
МСС – метод симметричных составляющих  
НН – низшее напряжение  
ОЕ – относительная единица  
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю  
ПГВ – подстанция глубокого ввода  
ПКЭ – показатель качества электроэнергии  
ПП – переходные процессы  
ПрР – параметр режима  
ПрС – параметр системы  
ПС – подстанция (районная, узловая, главная понизительная)  
ПУЭ – Правила устройства электроустановок  
РЗ – релейная защита  
РП – распределительная подстанция  
СД – синхронный двигатель  
СДС – стационарное деление сети  
СМ – синхронная машина  
СН – среднее напряжение  
СЭС – система электроснабжения  
ТКЗ – ток короткого замыкания  
ТП – трансформаторная подстанция (потребительская)  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль  
УРП – узловая районная подстанция  
ЭДС – электродвижущая сила  
ЭС – электростанция  
ЭЭС – электроэнергетическая система  
LabVIEW – лабораторный виртуальный инструмент создания автоматизированного рабочего места

## Глава 1. УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

### 1.1. Общая характеристика системы энергетики

Система энергетики состоит из взаимосвязанных подсистем и объектов, объединенной общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии (рис. 1.1). Выработка электрической энергии централизованно происходит в *электроэнергетической системе 2* (рис. 1.2), являющейся электрической частью *энергетической системы 1*, состоящей из электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

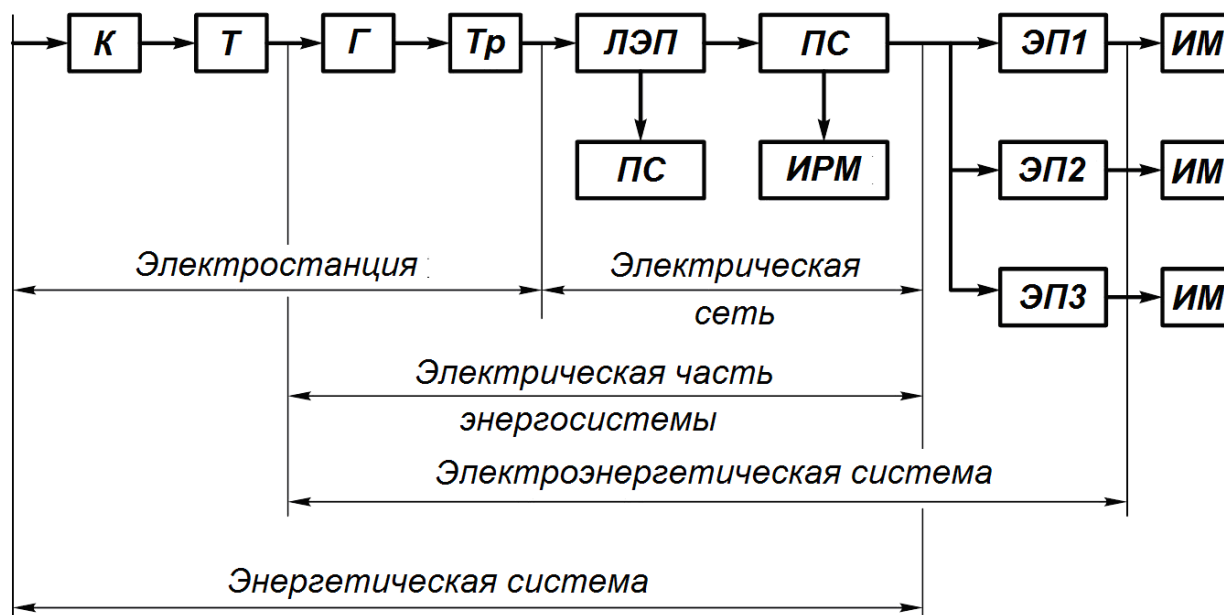


Рисунок 1.1 – Структурная схема подсистем и объектов энергетики, участвующих в электроснабжении: К – котел тепловой электростанции; Т – турбина; Г – генератор; Тр – трансформатор; ПС – подстанция; ЛЭП – линия электропередачи; ИРМ – источник реактивной мощности; ЭП – электроприемник; ИМ – исполнительный механизм

Электроэнергетическая система (ЭЭС) состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

- основные (силовые) элементы – генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения, вид тока и напряжения; линии электропередачи (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, отделители, разъединители, короткозамыкатели), предназначенные для изменения схемы электроэнергетической системы и отключения поврежденных элементов;

- измерительные элементы – трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;
- средства управления – релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой ЭЭС.

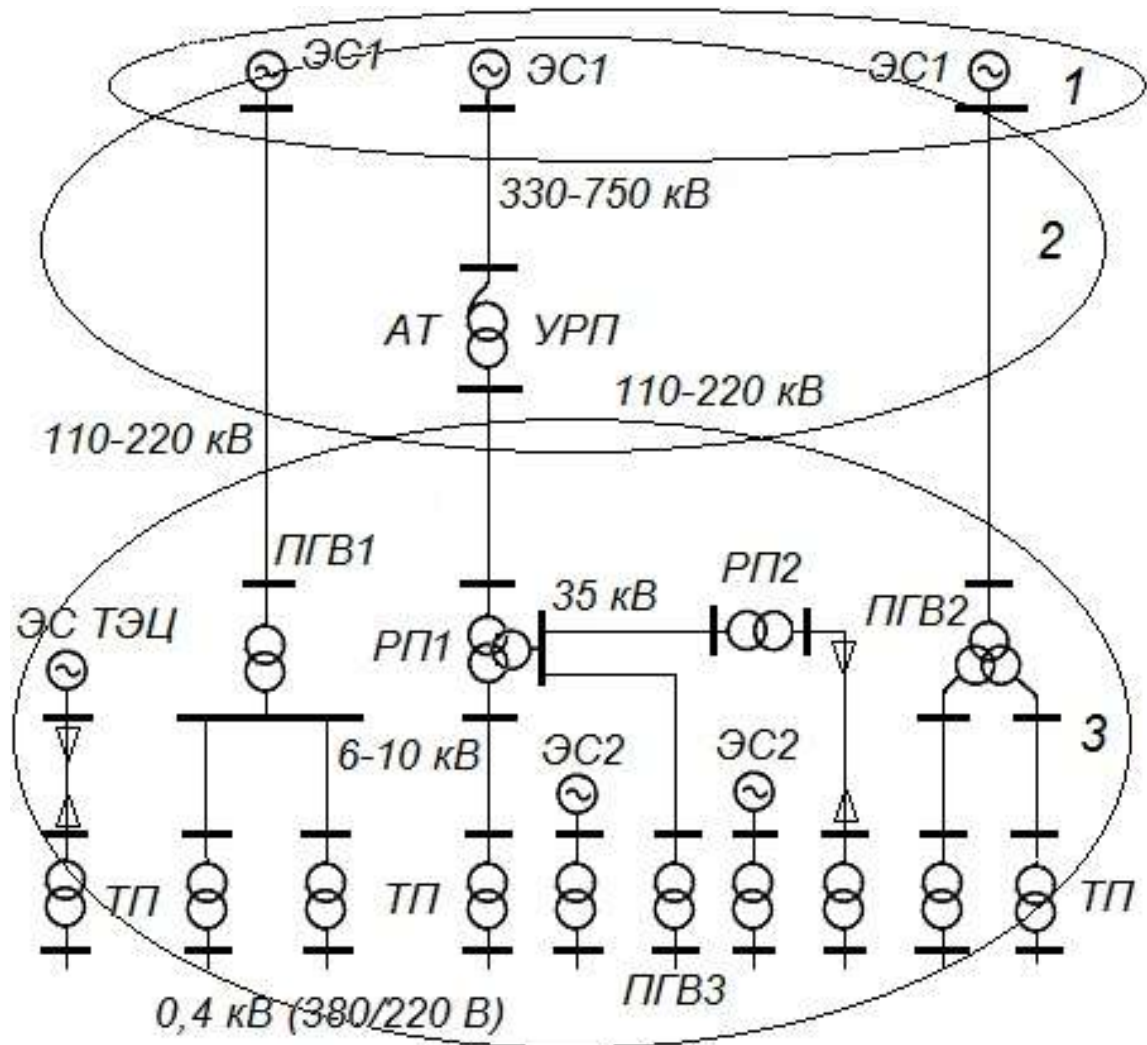


Рисунок 1.2 – Системная иерархия процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии: 1 – энергетическая система; 2 – электроэнергетическая система; 3 – система электроснабжения

Произведенная электрическая энергия передается потребителям через систему электроснабжения (СЭС) 3, представляющую совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Широкий диапазон мощности и рассредоточение приемников электрической энергии (электроприемников – ЭП) вызывают необходимость использовать для выработки, передачи и распределения электрической энергии различные уровни напряжения. Чем дальше находится потребитель электрической энергии от генераторов электроэнергетической системы и чем выше его мощность, тем эффективнее передавать ему электрическую энергию при более высоком напряжении.



Электрическая энергия вырабатывается генераторами напряжением 6–10–20 кВ, преобразуется в более высокий уровень напряжения, передается и распределяется по *электрическим сетям*, затем у *электроприемников* напряжение окончательно понижается до значения 0,4 кВ (380/220 В). Такое преобразование осуществляется на переменном токе с помощью *трансформаторных подстанций*. Производство и распределение электрической энергии осуществляется по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Напряжение 380/220 В применяется для питания силовой и осветительной нагрузок, а электрические сети выполняются четырехпроводными с заземленной *нейтралью* – три *фазы* и нулевой провод, который заземляется в начале и в конце линии, а также в промежуточных точках.

Напряжение 6, 10, (пока редко 20) кВ используется в промышленных, городских и сельских *распределительных сетях*.

У *воздушных (ВЛ) и кабельных линий (КЛ)* электрических сетей напряжением 6, 10 и 35 кВ используется *изолированная нейтраль*, линии электропередачи имеют только три фазных провода. При определенных условиях нейтраль сети соединяется с землей через индуктивное большое сопротивление (*электрическая сеть с компенсированной нейтралью*) или активное сопротивление.

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше прокладывают три фазных провода, нейтрали всех силовых трансформаторов заземляются (*глухозаземленная нейтраль*) или заземляются нейтрали некоторых силовых трансформаторов (*эффективно заземленная нейтраль* только для электрических сетей напряжением 110 кВ).

Напряжение 35, 110, 220 кВ применяется в *питающих и распределительных сетях* и для *электроснабжения* мощных *распределительных подстанций*. Напряжения 220, 330, 500, 750 кВ используются для межсистемных линий электропередачи и питания районных подстанций систем электроснабжения, удаленных от электростанций ЭЭС на большие расстояния.

Распределение электрической энергии по районам, городам, предприятиям и потребителям осуществляется с помощью систем электроснабжения, которые включают в себя питающие и распределительные сети, трансформаторы, компенсирующие устройства и электроприемники.

Места подключения отдельных систем электроснабжения к высоковольтным сетям электрических систем являются *узлами нагрузки*. Генераторы ЭС1 (рис. 1.2) связаны по воздушным линиям на возможном высшем напряжении в ЭЭС 330–750 кВ с автотрансформатором (АТ), установленном на районной подстанции – ПС (называемой узловой – УРП, которая имеет, как правило, собственное имя). В свою очередь УРП с помощью ВЛ напряжением 110–220 кВ соединена с районной подстанцией РП1, от которой берет начало СЭС, обеспечивающая близлежащие потребители напряжением 6–10 кВ и относительно отдаленные потребители напряжением 35 кВ. К электроприемникам напряжением 0,4 кВ электрическая энергия поставляется еще через одну подстанцию РП2 и потребительские *трансформаторные подстанции* ТП 6–10/0,4 кВ.

Более простой и экономически выгодный способ электроснабжения потребительских подстанций обеспечивается с помощью подстанций *глубокого ввода* ПГВ1 и ПГВ3, характеризующихся наименьшим числом ступеней трансформации. На более мощных подстанциях глубокого ввода ПГВ2, ис-

пользуются трансформаторы с расщеплением обмотки низшего напряжения.

У наиболее ответственных потребителей для повышения надежности и качества электроснабжения устанавливаются отдельные автономные генераторы ЭС2, ЭС3.

К системам электроснабжения (СЭС) предъявляются требования экономичности, экологичности, надежности электроснабжения, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечения потребителей электрической энергией надлежащего качества.

Для электроснабжения сельскохозяйственных районов Российской Федерации и их *агропромышленного комплекса* (АПК) в основном используются районные трансформаторные подстанции, обеспечивающие понижение напряжения сети с 35–110 кВ до 6–10 кВ. Подобные ПС являются одной из основных структур предприятий электрических сетей.

В настоящее время в распределительных электрических сетях действуют более 20 тыс. подстанций напряжением 35–110/6–10 кВ. Электрические сети находятся на балансе акционерных обществ энергетики и распределительных сетевых компаний, выделившихся в результате реформирования энергетических объединений.

## **1.2. Режимы и процессы в электроэнергетической системе**

Электроэнергетическая система функционирует в соответствии с заданной для нее целью и с определенными закономерностями. Основная задача системы – экономичное, *устойчивое* и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов при обеспечении необходимых *показателей качества электрической энергии* (ПКЭ) [8]. В таких условиях ЭЭС работает большую часть времени. В каждый момент времени система находится в предопределенном состоянии. Последовательный набор состояний ЭЭС рассматривается как поведение системы. Состояние электроэнергетической системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется *режимом системы*.

Режим системы определяется составом и загрузкой включенных основных ее элементов и характеризуется показателями, которые получили название *параметров режима* (ПрР). К числу ПрР относятся: частота, активная и реактивная мощность в элементах системы, напряжение в различных точках сети, значения токов, углы расхождения векторов ЭДС и напряжений, показатели качества электрической энергии.

Параметры режима связаны соотношениями, в которые входят *параметры системы*. Параметры системы (ПрС) – это показатели, количественно определяющие физические свойства системы как материального объекта, зависящие от схемы соединений ее элементов и принимаемых допущений. К ПрС относятся значения сопротивлений и проводимостей элементов электроустановок, коэффициенты трансформации и группы соединения обмоток трансформаторов, марки, сечения, схемы расположения проводов и жил кабелей.

Режимы электрической системы подразделяются на две группы: стационарные (установившиеся) и нестационарные (переходные) режимы. Ес-

ли режимные и системные параметры постоянны, то режим ЭЭС называется установившимся. Понятие установившегося режима в ЭЭС условное, так как в системе всегда существуют переходные режимы, вызванные малыми колебаниями параметров режима. Установившийся режим рассматривается в том случае, когда параметры режима в системе не выходят за пределы контролируемых значений и практически неизменны во времени. Если же происходят значительные изменения ПрР и ПрС, то возникают переходные процессы и режимы. Внутри этих групп различаются нормальные, утяжеленные, аварийные, послеаварийные и ремонтные виды режимов.

В *нормальном* режиме работают все необходимые элементы системы. Значения ПрР и ПрС изменяются в пределах, соответствующих нормальной работе потребителей, определяемой их основными технико-экономическими характеристиками, и не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях. Показатели качества электрической энергии не должны выходить за пределы максимальных значений, указанных в ГОСТ 32144-2013 [8], при этом в течение не менее 95 % времени каждых суток ПКЭ должны находиться в пределах нормальных значений.

Нормальные переходные режимы соответствуют обычным эксплуатационным изменениям в ЭЭС (включение, отключение, переключение, изменение нагрузки и др.). Эти режимы характеризуются относительно быстрым и резким изменением параметров некоторых элементов системы при незначительных изменениях параметров в ее узловых точках. Ток нагрузки в этом режиме меняется в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей принимается наибольший ток нормального режима.

В *утяжеленном* режиме появляется повышенная опасность дальнейших ухудшений ПрР и ПрС при длительно допустимых перегрузках основных элементов системы. Продолжительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом повышается вероятность возникновения аварийной ситуации.

*Аварийные режимы* установившиеся и переходные возникают в ЭЭС под действием таких изменений в системах электрических соединений, при которых значения параметров всех элементов, включая узловые точки, резко отличаются от нормальных. Эти режимы представляют особую опасность для ЭЭС. Вызванные, например, *короткими замыканиями* (КЗ), схлестыванием проводов и обрывами линий электропередачи, последствия аварий отражаются на других подсистемах и окружающей среде. В аварийном режиме система переходит из одного состояния к другому. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии. При высокой скорости протекающих процессов ликвидация аварий возможна только с помощью быстродействующих устройств релейной защиты и системной автоматики. При аварийных нарушениях электроснабжения происходит кратковременный выход значений ПКЭ за установленные максимальные значения, локализация места повреждения путем отключения части элементов системы с последующим установлением значений послеаварийного режима.

*Послеаварийный режим* – это режим, в котором часть элементов системы или электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. При этом режиме оставшиеся в работе эле-

менты системы могут перейти к близким параметрам нормального режима, возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки или значительное превышение  $\text{PrP}$ . Соответственно будет иметь место благополучный или неблагоприятный исход аварии в системе.

В послеаварийном режиме происходит изменение параметров системы, а параметры режима характеризуются значениями ПКЭ, не выходящими за максимальные границы, установленные ГОСТом [8]. Послеаварийный установившийся режим не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается на короткое время до нескольких суток для необходимого ремонта и перехода к нормальному режиму.

*Ремонтный режим* – это режим плановых текущих и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов системы или электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей учитывается это повышение нагрузки.

В любых режимах электроэнергетической системы  $\text{PrP}$  не постоянны, они непрерывно изменяются, а режим складывается из множества последовательно сменяемых различных процессов. При переходе от одного режима к другому изменяется электромагнитное состояние элементов системы и нарушается баланс между механическим и электромагнитным моментами на валах генераторов и электродвигателей. Следовательно, *переходный процесс* характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в системе, которые взаимно связаны и едины. Тем не менее, при изучении происходящих явлений переходный процесс следует разделить на две стадии.

На первой стадии из-за большой инерции вращающихся электрических машин в ЭЭС преобладают электромагнитные изменения. Эта стадия длится от нескольких сотых до одной-двух десятых секунды и называется *электромагнитным переходным процессом*. На второй стадии все больше проявляются механические свойства вращающихся электрических машин и генераторов системы, которые начинают оказывать существенное влияние на переходные процессы. Эта стадия относится к *электромеханическим переходным процессам* [2].

Переходные процессы подобно режимам, различаются по ряду признаков:

- по условиям протекания. В нормальных переходных режимах рассматриваются нормальные переходные процессы, в аварийных режимах – аварийные переходные процессы, хотя физическая природа процесса не зависит от того, является ли он нормальным или аварийным;
- по причинам возникновения, видам возмущающих воздействий и значениям возмущений, не проявлявшихся при нормальном режиме, то есть по факторам, изменяющих (возмущающих) режим;
- по скорости протекания процессов в системе от долей секунды электромагнитного процесса до десятков лет процесса старения изоляции;
- по структуре исследуемой системы, которая может быть простой, содержащей *радиальные линии электропередачи*, или сложной, состоящей несколько параллельных контуров;
- по допущениям, сделанным при составлении модели процесса и по полноте математического описания.

В системах электроснабжения многих городов, сельскохозяйственных районов и ряда промышленных предприятий из-за относительно малых возмущений при большой удаленности аварийного участка системы электроснабжения от шин генераторов электростанций энергосистемы весь переходный процесс практически можно рассматривать как электромагнитный. Например, вблизи шин потребительской трансформаторной подстанции с напряжением 0,4 кВ аварийный ток короткого замыкания, составляющий несколько кА, после его приведения к стороне генераторного напряжения электростанции не вызовет заметного изменения нормального состояния энергосистемы.

Следовательно, в большинстве систем электроснабжения возможно сосредоточиться на рассмотрении электромагнитной стадии переходного процесса и сконцентрироваться на изучении его аварийной составляющей. Поэтому в названии дисциплины присутствует термин «процесс», входящий в более широкое понятие «режима» ЭЭС.

Переходные процессы, представляющие в совокупности переходный режим, должны быть такими, чтобы после их завершения установился режим, отвечающий определенным требованиям. Применительно к энергосистемам, в частности, рассматриваются вопросы *устойчивости электроэнергетической системы, в системах электроснабжения* – на первые места выдвигаются вопросы электробезопасности и экологии, экономичности, надежности и электромагнитной совместимости.

### **1.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов**

Переходные процессы и режимы возникают в результате изменения параметров системы, вызванных возмущающими воздействиями, что приводит к появлению отклонений параметров режима, вплоть до аварийных последствий.

Переходные процессы в электроэнергетических системах, в системах электроснабжения и в узлах нагрузки могут рассматриваться исходя из двух аспектов:

- взаимного влияния электроприемников при переходных процессах и влияния возникающих процессов на работу других потребителей;
- влияния переходных процессов в нагрузке систем электроснабжения на режим электроэнергетической системы.

Из всего многообразия причин нарушения нормального режима энергетической системы и ее подсистем наиболее распространенными переходными процессами, составляющими переходный режим, являются:

- 1) внутренние перенапряжения, которые в зависимости от длительности воздействия на изоляцию подразделяются на стационарные, квазистационарные и коммутационные;
- 2) влияние толчкообразной нагрузки электроприемников на работу системы электроснабжения;
- 3) возникновение местной несимметрии;
- 4) пуск, реверсирование и самозапуск асинхронных двигателей (АД);
- 5) несинхронное включение синхронных двигателей (СД), асинхронный ход СД и генераторов;



6) действие форсировки возбуждения синхронных машин (СМ) с помощью автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), а также их развозбуждение с помощью устройств автоматического гашения поля (АГП);

7) апериодическая неустойчивость, самораскачивание и самовозбуждение автономных генераторов в системах электроснабжения;

8) отключение и переключение источников питания, автоматическое включение резерва (АВР);

9) отключения и повторные включения короткозамкнутых цепей, автоматическое повторное включение (АПВ);

10) явление неустойчивости (лавина) частоты в системе и автоматическая частотная разгрузка (АЧР);

11) лавинообразное снижение напряжения;

12) деление энергосистемы на части;

13) влияние электрического центра качаний (центра системы);

14) атмосферно-климатические воздействия на элементы систем электроснабжения;

15) разрушение отдельных элементов системы и их изоляции, короткие замыкания.

Более подробные обстоятельства нарушения нормального режима энергетической системы и ее подсистем наиболее распространенными переходными процессами и возникающие при этом последствия рассмотрены ниже.

**Внутренние перенапряжения**, которые в зависимости от длительности воздействия на изоляцию подразделяются на *стационарные*, *квазистационарные* и *коммутационные*.

*Стационарными* перенапряжениями являются длительные повышения напряжения, превышающие наибольшие фазные напряжения сети. Они могут существовать в разных режимах работы ЭЭС и поддерживаться в случае необходимости для обеспечения требуемых уровней напряжения в различных точках при максимальной или минимальной нагрузке. Подобные перенапряжения могут длительно наблюдаться у потребителей в режиме минимальной нагрузки при недостаточной пропускной способности ЛЭП, а на стороне питания – в режиме передачи максимальной мощности.

*Квазистационарные* перенапряжения возникают при неблагоприятных сочетаниях параметров режима и системы (в несимметричных режимах: при однофазных или двухфазных КЗ на землю, разбросе действия или отказе фаз выключателя) с длительностью от нескольких секунд до десятков минут, что ограничивается временем действия релейной защиты или оперативным персоналом.

Квазистационарные перенапряжения подразделяются на:

- *режимные* – кратковременные, которые возникают при несимметричных КЗ на землю, и длительные, действующие в течение времени замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, а также при возбуждении и разгоне генератора в случае внезапного сброса нагрузки;

- *резонансные* – возникающие в случае приближения одной из частот собственных колебаний отдельных участков сети к частоте вынужденной ЭДС. Например: ЛЭП имеет ряд собственных колебаний. При приближении какой-либо из этих частот к частоте генератора ЭДС напряжение на ЛЭП поднимается вследствие «емкостного эффекта»; в неполнофазных режимах ЛЭП с присоединенным к ней реактором или трансформатором с заземленной нейтралью резонансный контур может образовать емкость между фа-

зами линии с индуктивностью реактора или трансформатора; при несимметричных КЗ на линии генератор без демпферных обмоток создает значительные ЭДС высших гармоник, которые могут возбудить динамические перенапряжения вследствие резонанса на одной из этих гармоник;

- феррорезонансные – могут развиваться в контурах, содержащих емкость и индуктивность с насыщенным магнитопроводом (трансформатор, электрическая машина, реактор), на высших и низших гармониках. В несимметричной схеме в неполнофазном режиме или при обрыве провода феррорезонанс на частоте 50 Гц может возникнуть в контуре: трансформатор с насыщенным магнитопроводом и емкость проводов.

Коммутационные (внутренние) перенапряжения возникают также при включении и отключении выключателей. Действие коммутационных перенапряжений на изоляцию сетевых устройств, особенно в электрических сетях напряжением 220 кВ и выше, сравнимо с атмосферными перенапряжениями, обычно сопровождается возникновением электрической дуги, которая поддерживается и после прохождения волны перенапряжения. Электрическая дуга приводит к короткому замыканию, которое требует отключения поврежденного участка.

**Влияние толчкообразной нагрузки электроприемников на работу системы электроснабжения.** Переходные процессы, непрерывно происходящие в нагрузке электроприемников, могут оказывать неблагоприятное влияние на работу остальных потребителей СЭС, например, толчки в нагрузке, содержащей мощные электродвигатели дробилок и измельчителей, могут приводить к колебаниям напряжения в системе.

Толчкообразные электрические нагрузки, называемые набросами, существенно влияют на функционирование систем электроснабжения. В основном они вызываются резкопеременными нагрузками на валах синхронных и асинхронных двигателей прокатных станков, параметрами режима дуговых плавильных печей.

Толчок (наброс) нагрузки, сказываясь как на всей системе электроснабжения, так и на питающей линии, приводит к снижению напряжения в узле нагрузки и изменению фазы и уровня напряжения источника питания. Соизмеримая с мощностью системы толчкообразная нагрузка вызывает в энергосистеме также и колебания частоты.

Такие же последствия толчкообразной нагрузки происходят и в агропромышленных СЭС при питании электроприемников от автономных генераторов и генераторов соизмеримой с подобными нагрузками мощности.

**Возникновение местной несимметрии.** Нарушение симметрии одного из элементов трехфазной сети, например, отключение одной из фаз линии электропередачи или повреждение одной из обмоток силового трансформатора приводит к продольной несимметрии.

Несимметричные нагрузки и *несимметричные короткие замыкания* представляют поперечную несимметрию.

Возможны случаи одновременно возникающих несимметрий, например, обрыв провода воздушной линии, упавшего на землю, образует *однофазное короткое замыкание* (для сетей с глухозаземленной нейтралью), приводя к продольной и поперечной несимметрии.

Подобные несимметричные утяжеленные и аварийные изменения параметров системы вызывают соответствующие значительные изменения параметров режима, ухудшая надежность и безопасность систем электроснабжения.

**Пуск, реверсирование и самозапуск асинхронных двигателей.** К наиболее распространенным переходным процессам, влияющим на режимы узлов нагрузок, относятся процессы, происходящие при пуске электродвигателей. Мощные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором обладают значительными пусковыми токами, превышающими номинальный ток в 5–7 раз. Одновременный пуск большого количества электродвигателей, соизмеримых по пусковой мощности с мощностью ЭЭС, может оказать существенное влияние на ее режим.

Переходные процессы, подобные пуску электродвигателей, происходят и при реверсировании, когда для изменения направления вращения АД используется переключение двух фаз питания.

Для повышения устойчивости и надежности технологического процесса и наиболее ответственных электроустановок при кратковременных снижениях или отключениях напряжения источника питания используется *самозапуск* электродвигателей. При отключении напряжения питания наступает режим выбега работающих до этого электродвигателей, когда после отключения асинхронных двигателей от сети ток в их статорах исчезнет, но магнитный поток машин сохраняется за счет изменения тока в замкнутых обмотках ротора. Затем, после быстрого восстановления электроснабжения, начинается пуск этих АД, еще вращающихся с некоторой скоростью под нагрузкой. При этом возникают утяжеленные переходные процессы.

**Несинхронное включение синхронных двигателей, асинхронный ход СД и генераторов.** Большинство синхронных двигателей запускаются методом самосинхронизации. СД вначале разгоняется как асинхронный двигатель, затем, достигнув подсинхронной частоты вращения (частоты вращения со скольжением до 10%), на его обмотку возбуждения подается напряжение. В это время вращающийся электродвигатель приобретает свойства синхронного двигателя и после нескольких качаний входит в синхронизм.

Ненормальным режимом синхронных двигателей является асинхронный ход, появляющийся вследствие выпадения СД из синхронизма. При асинхронном режиме перегружаются демпферные контуры электродвигателя, не рассчитанные на длительное протекание повышенного тока. Особенно опасен асинхронный режим возбужденного СД, когда максимальные значения тока статора превышают пусковые токи.

Асинхронные режимы работы возникают и в ЭЭС при больших отклонениях частоты вращения роторов генераторов от синхронной частоты. Выпадение генератора из синхронизма сопровождается резким повышением частоты вращения ротора.

Причинами появления асинхронного режима могут быть: исчезновение тока возбуждения, нарушение динамической устойчивости после резкого возмущения, нарушение устойчивости сильно перегруженной системы при слабом возмущении.

Возникновение асинхронного режима приводит к различным нарушениям нормальной работы систем электроснабжения, когда появляются периодические понижения напряжения, тормозящие электродвигатели и отключающие магнитные пускатели в сети напряжением 0,4 кВ. Из-за снижения напряжения и увеличения тока может нарушаться селективная работа релейной защиты, возникают колебания активной мощности, при которых появляется знакопеременный момент на валу турбины генератора,

приводящий к дополнительным механическим усилиям, возможно возникновение резонансных колебаний, опасных для оборудования и синхронной работы ЭЭС.

**Действие форсировки возбуждения синхронных машин с помощью автоматических регуляторов возбуждения, а также их развозбуждение с помощью устройств автоматического гашения поля.** Устройство форсировки возбуждения синхронных машин [23] – генераторов, компенсаторов и двигателей наиболее просто реализуется путем шунтирования регулировочного сопротивления  $R$  контактором  $KM$  в цепи обмотки возбуждения возбудителя  $LGE$  синхронной машины  $G$  при снижении напряжения на ее зажимах до 85% от номинального напряжения (рис. 1.3). При этом ток в цепи обмотки возбуждения возбудителя  $LGE$  и пропорциональное ему напряжение возбудителя возрастают до наибольшего значения по экспоненциальному закону.

Такая схема эффективно работает при резкой посадке напряжения, например, при *неудаленном коротком замыкании*, увеличивая ЭДС генератора и напряжение на его шинах. Поддержание напряжения генератора позволяет сохранить работу потребителей. После отключения поврежденного участка релейной защитой восстанавливается нормальный режим работы, размыкается контакт контактора  $KM$  и регулировочный реостат  $R$  снова выполняет свою функцию плавного регулирования.

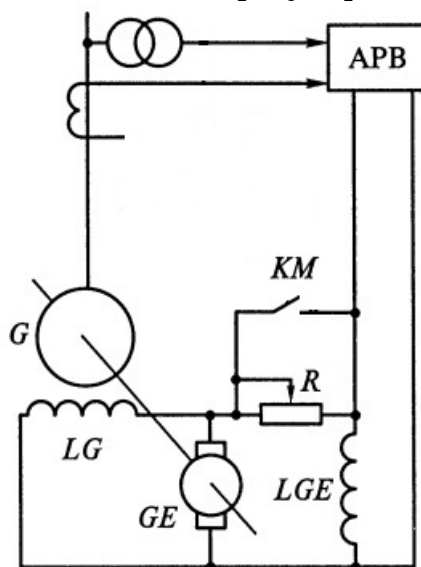


Рисунок 1.3 – Схема форсировки возбуждения синхронной машины

При внезапном повреждении синхронной машины необходимо быстро уменьшить магнитное поле обмотки возбуждения ротора для снижения аварийных последствий. Для гашения магнитного поля применяют схемы замыкания обмотки ротора на гасительное сопротивление, включения в цепь обмотки ротора дугогасительной решетки (ДГР) автомата и противовключение возбудителя. В первом случае обмотка ротора замыкается на активное сопротивление, а затем отключается от источника питания. Электромагнитная энергия, заключенная в обмотке возбуждения, выделяется в разрядном резисторе, вызывая постепенное затухание магнитного поля. Время гашения составляет несколько секунд. В мощных генераторах такая длительность гашения поля может привести к значительным повреждениям его обмоток, поэтому более широкое распространение получили автома-

ты гашения поля с ДГР (рис. 1.4.) [23]. ДГР включается в цепь обмотки возбуждения ротора генератора  $G$ .

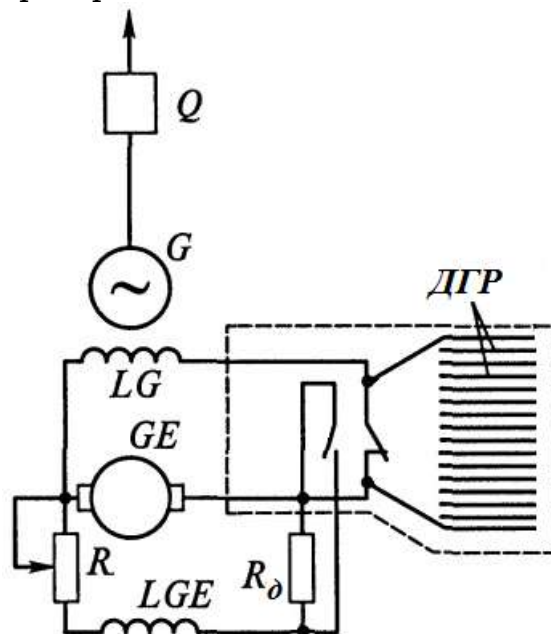


Рисунок 1.4 – Схема гашения поля генератора автоматическим выключателем с дугогасительной решеткой

При аварийном повреждении в генераторе срабатывает защита и отключает генератор от внешней сети. При отключении выключателя  $Q$  размыкаются дугогасительные контакты у ДГР, возникшая дуга втягивается в дугогасительную решетку и разбивается на ряд последовательных коротких дуг. Отключающимся контактом дешунтируется сопротивление  $R_d$  в цепи возбуждения возбудителя  $GE$ , что снижает его ток, уменьшает напряжение, подаваемое на обмотку ротора, уменьшает ток в роторе  $GE$  и энергию магнитного поля генератора  $G$ . Время гашения магнитного поля составляет 0,5–1 с.

Для синхронных машин с полупроводниковым возбуждением гашение поля осуществляется путем инвертирования режима тиристоров.

**Апериодическая неустойчивость, самораскачивание и самовозбуждение автономных генераторов в СЭС.** Установившийся режим автономной электрической системы может быть неустойчивым в результате переходных процессов с малыми возмущениями, что приводят к прогрессирующему изменению параметров режима, которые в начале процесса происходят очень медленно, проявляясь в виде самопроизвольного изменения, называемого сползанием или текучестью параметров нормального режима. Условия возникновения подобной апериодической неустойчивости могут быть вызваны изменением мощности первичного двигателя генератора, изменением активной или реактивной мощности подключенной нагрузки, а также одновременным действием этих факторов. Это также может привести к возникновению установившихся или нарастающих колебаний – самораскачиванию. Кроме того, возможен самопроизвольный рост тока и увеличения напряжения генераторов, потребляющих емкостную реактивную мощность, – самовозбуждение.

Для возникновения самораскачивания характерны причины повышения активного сопротивления в цепи, неправильного выбора парамет-



ров автоматических регуляторов скорости или регуляторов возбуждения, прямо или косвенно реагирующих на изменение скорости. В системе при увеличении скорости появляется дополнительный, ускоряющий ротор вращающий момент. Самораскачивание особенно заметно проявляется при малых нагрузках и большом возбуждении генераторов и при заметном активном сопротивлении в цепи статора, которое тем больше, чем меньше мощность генератора.

**Отключение и переключение источников питания, автоматическое включение резерва.** Автоматическое включение резервного питания является эффективным мероприятием, повышающим надежность электроснабжения и позволяющим практически мгновенно восстановить электроснабжение. Действие устройств АВР (рис. 1.5) происходит при исчезновении напряжения на резервируемом участке, вызванном любой причиной, включая и короткое замыкание. Время действия устройств АВР зависит от схемы электроснабжения. С целью восстановления наиболее простыми средствами нормальной схемы электроустановки после аварийного отключения и действия устройства автоматики применяется сочетание устройств АВР и АПВ. Устройства АВР действуют при внутренних повреждениях источника питания, АПВ – при прочих повреждениях.

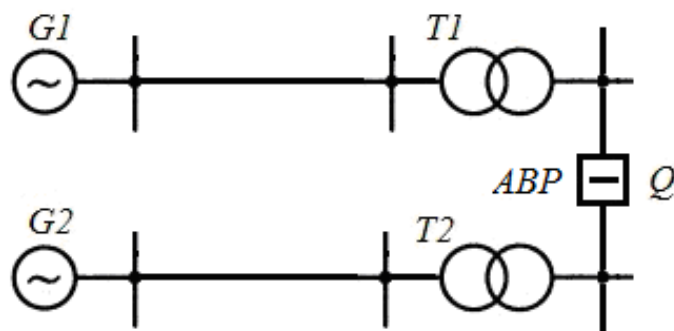


Рисунок 1.5 – Схема установки средств АВР в СЭС

**Отключения и повторные включения короткозамкнутых цепей, автоматическое повторное включение.** Значительная часть коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений, препятствующих обратному включению ВЛ под напряжение. Число самоустраняющихся неустойчивых повреждений на практике доходит до 50–90%.

Обычно при ликвидации аварийного нарушения режима оперативный персонал производит опробование воздушной линии обратным повторным включением под напряжение. ВЛ, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях являются успешными.

Для ускорения повторного включения линий электропередачи и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей обязательно применение устройств автоматического повторного включения (рис. 1.6) на всех воздушных и смешанных кабельно-воздушных линиях напряжени-

ем выше 1 кВ. АПВ восстанавливает нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты.

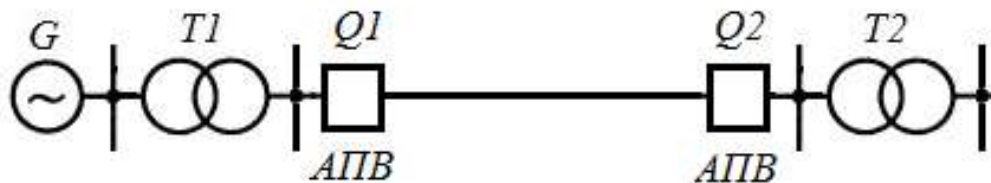


Рисунок 1.6 – Схема установки средств АПВ в СЭС

Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия АПВ на ВЛ напряжением 110–220 кВ достигает 75–80%. Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварийное отключение. Применение АПВ на воздушных и кабельно-воздушных линиях позволяет восстановить электроснабжение в 60–90% всех аварийных отключений.

**Явление неустойчивости (лавина) частоты в системе и автоматическая частотная разгрузка.** Явление неустойчивости (лавина) частоты может возникать при неблагоприятном сочетании параметров режима генераторов и потребителей нагрузки. В этих случаях небольшое начальное снижение частоты усиливаться и приобретает лавинообразный характер. Причина этого явления заключается в снижении мощности, выдаваемой генераторами при снижении частоты, а также при отсутствии резерва генерирующей мощности.

Понижение частоты до опасных пределов практически предотвращается, если с понижением частоты автоматически отключается некоторая часть нагрузки под действием устройств АЧР. Роль АЧР особенно велика в энергетических системах небольшой и средней мощности с малым числом электрических станций и слабо развитыми электрическими сетями.

Понижение частоты вызывает уменьшение реактивной мощности в системе и в то же время увеличение потребления реактивной мощности нагрузкой, что приводит к понижению напряжения в узлах нагрузки системы. При снижении частоты до 43–45 Гц напряжение может снизиться до критического значения, при котором возникает лавина напряжения. Лавины частоты и напряжения вызывают массовое отключение потребителей от действия их защит и стимулируют нарушение параллельной работы электрических станций. Ликвидация аварии и восстановление нормального режима системы могут длиться несколько часов.

**Лавинообразное снижение напряжения.** Появлению лавины напряжения обычно предшествуют режимы недостаточно высокого возбуждения генераторов или увеличение реактивных сопротивлений связи. Причиной лавины напряжения является дефицит реактивной мощности, когда генерируемая реактивная мощность в системе меньше той, которая соответствует необходимому уровню напряжения.

**Деление энергосистемы на части.** Нарушение режима энергосистемы перегрузками отдельных элементов с их автоматическим отключением и делением системы на части приводит к так называемому «развалу

системы». Деление системы или разделение энергосистемы на несинхронно работающие части применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, предотвращения лавины частоты, ограничения перегрузки электрооборудования. За счет деления системы изменяется соотношение мощностей приемной и передающей частей энергосистемы, которое уменьшает влияние возмущающих переходных процессов и производится в основном для прекращения или локализации асинхронного режима.

**Влияние электрического центра качаний (центра системы).** В каждой электрической системе (рис. 1.7) или сети с двухсторонним питанием (рис. 1.7, а) при определенном режиме существует точка, называемая электрическим центром системы, где напряжение оказывается минимальным. Наибольшая опасность нарушения параметров режима нагрузки может иметь место в случаях, когда потребители оказываются в электрическом центре системы или вблизи от него.

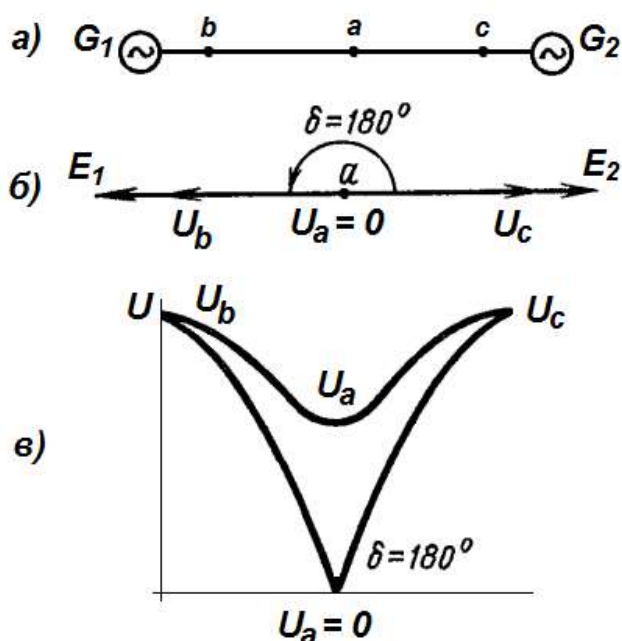


Рисунок 1.7 – Влияние электрического центра качаний

Во время переходных процессов, вызванных качаниями генераторов или во время асинхронного хода, при расхождении векторов ЭДС генераторов на  $180^\circ$  (рис. 1.7, б) в электрическом центре системы напряжение будет уменьшаться до нуля (рис. 1.7, в). Напряжение в других точках при этом не будет равным нулю. Следовательно, потребители, расположенные в электрическом центре, будут периодически попадать в режим, равносильный короткому замыканию, а устройства релейной дистанционной защиты будут ошибочно срабатывать, отключая неповрежденные участки электрической сети.

**Атмосферно-климатические воздействия на элементы систем электроснабжения.** Главными причинами процессов повреждения ВЛ и открыто расположенного электрооборудования трансформаторных подстанций являются воздействия следующих факторов: атмосферных и коммутационных перенапряжений, изменений температуры окружающей среды, действия ветра, гололедных образований, вибрации и «пляски» проводов, загрязнения воздуха.

Атмосферные перенапряжения при грозовых явлениях часто вызывают пробой изоляционных промежутков, перекрытие изоляции, а иногда и ее разрушение или повреждение. Перекрытие изоляции обычно сопровождается возникновением электрической дуги, которая поддерживается и после прохождения волны перенапряжения, при рабочем напряжении. Образование дуги приводит к короткому замыканию, которое необходимо автоматически отключать.

Изменения температуры воздуха достигают интервала до 80 °С, кроме того, провод ВЛ нагревается рабочим током и его температура на несколько градусов выше температуры воздуха. Понижение температуры уменьшает длину провода, что при фиксированных точках закрепления на опорах повышает механические напряжения, повышение температуры проводов приводит к снижению их механической прочности. При повышении температуры провода удлиняются и увеличиваются размеры стрелы провеса, нарушаются габариты ВЛ и изоляционные расстояния.

Воздействие ветра приводит к появлению горизонтальной силы и к дополнительной механической нагрузке на провода, тросы и опоры, увеличивается тяжение проводов и тросов, возникают изгибающие усилия опор. При сильных ветрах возможны случаи одновременной поломки ряда опор ВЛ.

Процесс гололедного образования возникает в результате осаждения на проводах капель дождя и тумана, снега, изморози и других переохлажденных частиц. Гололедные образования (рис. 1.8) приводят к увеличению вертикальной механической нагрузки на провода, тросы и опоры. На отдельных пролетах изменяются значения стрелы провеса проводов, сокращаются изоляционные расстояния, происходит сближение и схлестывание проводов, возможно перекрытие изоляционных промежутков не только при перенапряжениях, но и при нормальном рабочем напряжении, возникают обрывы проводов и поломки опор.



Рисунок 1.8 – Гололед и снежные образования на проводах ВЛ

Практически постоянно провода ВЛ подвержены процессу воздействия вибрации, выражающемуся в колебаниях проводов с частотой 5–50 Гц, длиной волны 2–10 м с незначительной амплитудой в 2–3 диаметра провода. Вибрация вызывает «усталость» материала проводов и провоцирует разрывы отдельных проволочек вблизи мест закрепления провода с зажимом около опор, способствует ослаблению сечения проводов, а иногда и их обрыву.

При сравнительно сильном ветре и гололеде наблюдается «пляска» проводов, проявляющаяся в виде их колебаний с малой частотой 0,2–0,4 Гц, большой длиной волны порядка одного-двух пролетов и значительной амплитудой 0,5–5 м. Как правило, «пляска» проводов наблюдается при гололеде, который отлагается на проводах преимущественно с подветренной стороны, вследствие чего изменяется форма провода. При воздействии ветра на провод с односторонним гололедом скорость воздушного потока в верхней части увеличивается, а давление уменьшается. В результате возникает подъемная сила, вызывающая «пляску» провода. Продолжительность подобных колебаний, как правило, невелика, но иногда может продолжаться нескольких суток. При «пляске» проводов возникают большие механические усилия, действующие на провода и опоры, часто вызывающие обрывы проводов, а иногда и поломку опор. Из-за большой амплитуды колебаний «пляска» проводов периодически сокращает изоляционные расстояния, создавая возможность перекрытия при рабочем напряжении, в некоторых случаях провода схлестываются. Процесс «пляски» проводов наблюдается сравнительно редко, но приводит к наиболее тяжелым авариям на ВЛ.

Опасное для работы ВЛ и открытых трансформаторных подстанций загрязнение воздуха связано с присутствием в нем частичек золы, цементной пыли, солей и других химических соединений. Осаждение этих частиц на влажной поверхности изоляции ВЛ и электроустановок приводит к появлению проводящих каналов и к ослаблению изоляции с возможностью ее перекрытия при нормальном рабочем напряжении. Наличие в воздухе морских солей может привести к активному окислению алюминиевых проводов и снижению их механической прочности.

На повреждаемость опор ВЛ кроме атмосферно-климатических воздействий влияют процессы коррозии, загнивания древесины и свойства грунта.

**Разрушение отдельных элементов системы и их изоляции, короткие замыкания.** Эксплуатации электроустановок неизбежно сопровождается процессами снижения эластичности, прочности и разрушения внутренней и внешней изоляции токоведущих частей и обмоток под воздействием повышенной температуры и влажности, загрязнений, механических усилий.

Причинами разрушения изоляции обмоток генераторов и электрических машин являются: влияние высоких температур, центробежных сил при вращении роторов, повышенная влажность, наличие агрессивной среды, ударные механические воздействия, вибрация.

Факторы, способствующие износу силовых трансформаторов и маслонаполненных электроустановок, определяются качеством масла, содержанием кислорода и воды, рабочей температурой, загрязнениями, механическими воздействиями и вибрацией.



Особенностью внешней изоляции является ее способность восстанавливать свою электрическую прочность после устранения причин пробоя. Однако электрическая прочность внешней изоляции зависит от атмосферных условий: давления, температуры и влажности воздуха. Атмосферный воздух, являющийся основным диэлектриком внешней изоляции, не подвержен старению, однако чувствителен к ряду факторов, ухудшающих его изоляционные свойства. На электрическую прочность изоляторов наружной установки влияют также загрязнения их поверхности и атмосферные осадки. Пробой твердой и комбинированной изоляции становится необратимым процессом, приводящим к выходу из строя электрооборудования (рис. 1.9).



Рисунок 1.9 – Повреждение маломасляного выключателя

Особенностью внутренней изоляции электрооборудования является более интенсивное ухудшение электрических характеристик в процессе эксплуатации. Вследствие токов нагрузки и диэлектрических потерь изоляция нагревается и при чрезмерном нагреве может произойти ее тепловой пробой. Механические воздействия опасны для внутренней изоляции, так как в твердых диэлектриках появляются микротрещины, в которых затем под влиянием сильного электрического поля возникнут частичные разряды. Действие частичных разрядов в газовых включениях микротрещин разрушает изоляцию, загрязняя ее продуктами разложения.

Жидкая и газовая внутренняя изоляция обладают свойством самовосстанавливается, но ее характеристики ухудшаются при утяжеленных режимах.

Механические повреждения электрооборудования и ухудшение состояния изоляции приводят самому тяжелому виду переходных процессов – коротким замыканиям.

## 1.4. Причины возникновения коротких замыканий

В большинстве случаев причиной возникновения коротких замыканий в электроэнергетической системе является нарушение изоляции токоведущих частей и элементов электрооборудования. Как правило, КЗ представляет случайный аварийный переходный процесс. Чаще всего КЗ возникают из-за следующих обстоятельств:

- 1) нарушения изоляции токоведущих частей, происходящей в результате старения;
- 2) профилактических испытаний, проводимых для обнаружения скрытых дефектов изоляции;
- 2) механических повреждений, связанных с эксплуатацией электрооборудования;
- 3) перегрузки электрооборудования и перегрева изоляции;
- 4) перегрева контактных соединений токоведущих частей электрооборудования;
- 5) разрушения изоляции во влажной или химически активной среде;
- 6) перекрытия фаз птицами и животными, разрушения изоляции грызунами;
- 7) атмосферно-климатических воздействий;
- 8) внутренних перенапряжений в электрической сети;
- 9) проведения преднамеренных КЗ на подстанциях с упрощенными схемами при помощи короткозамыкателей;
- 10) неправильного или плохого ухода за электрооборудованием;
- 11) неправильных действий обслуживающего персонала;
- 12) непреднамеренных повреждений изоляции;
- 13) вандализма и хищения элементов действующих электроустановок и оборудования.

Рассмотрим более подробно причины и сопутствующие факторы, приводящие к коротким замыканиям.

***Нарушение изоляции токоведущих частей, происходящее в результате старения.*** Старение изоляции связано с изменением физических свойств и химической структуры материала, развитием местных дефектов, понижением электрической и механической прочности при длительной эксплуатации электроустановок (рис. 1.10). Необратимое ухудшение свойств диэлектриков во времени является старением и завершаются пробоем изоляции, а сам процесс ухудшения этих свойств в результате старения называется износом.

Если температура изоляции не превышает пределов, соответствующих данному классу изоляции, то обеспечивается нормальный срок службы электрооборудования, исчисляемый десятками лет.

Значительно сокращают срок службы силовых кабелей процессы осушения и высыхания изоляции из-за перемещения или стекания пропиточного состава, разложение и кристаллизация пропиточного состава.



Рисунок 1.10 – Механическое разрушение длительно эксплуатируемого изолятора

Электрическое старение твердой изоляции происходит из-за возникновения разрядных процессов в толще изоляции при напряженности электрического поля в 5–20 раз меньшей кратковременной электрической прочности изоляции. С увеличением напряжения интенсивность электрического старения возрастают.

Основной причиной электрического старения внутренней изоляции являются частичные разряды, которые распространяются лишь на часть изоляционного промежутка. Они возникают в ослабленных местах изоляции: в газовых включениях, в местах резкого усиления напряженности поля.

Изменения свойств изоляции могут быть обратимыми и необратимыми, соответственно и возникающие при этом короткие замыкания могут быть неустойчивыми (которые при ликвидации повреждающего фактора исчезают) и устойчивыми.

**Профилактические испытания, проводимые для обнаружения скрытых дефектов изоляции.** Дефекты, включающие микротрещины, истирание, смещения, надрывы, проколы изоляции, представляют потенциальную возможность для возникновения КЗ в межремонтные периоды эксплуатации электрооборудования. Для обнаружения скрытых дефектов изоляции и проверки способности изоляции выдерживать воздействия перенапряжений электрооборудование подвергается испытаниям повышенным напряжением промышленной и сверхнизкой частоты, выпрямленным постоянным напряжением и импульсным испытательным напряжением. Испытаниям подвергаются новые электроустановки на заводе-изготовителе, после прокладки линий электропередачи или монтажа нового электрооборудования. Подобным профилактическим испытаниям периодически подвергается и электрооборудование после ремонта.

При неоправданно больших значениях испытательного напряжения помимо скрытых дефектов может быть повреждена вполне надежная и качественная изоляция.

**Механические повреждения, связанные с эксплуатацией электрооборудования.** Короткие замыкания в воздушных линиях вызываются механическими поломками изоляторов, которые происходят как за счет уменьшения механической прочности материала, так и вследствие увели-

чения механических нагрузок на изоляторы в целом и на их отдельные части.

В кабельных линиях КЗ связаны с разрушением оболочки, например рекристаллизацией свинца, ростом и потерей связи между кристаллами. На оболочке появляется сетка мелких трещин, которая все более увеличивается. Длина поврежденного участка КЛ зависит от характера влияния, вызывающего деформация, сотрясения и вибрацию кабеля. Чаще всего это вертикальный участок кабеля при переходе КЛ в воздушную линию, где сотрясения образуются проводами ВЛ. Это могут быть участки КЛ на подходах к вращающимся машинам, создающим значительные вибрации, переходы КЛ под железнодорожными путями или шоссе, места прокладки кабелей по мостам, где деформацию, вибрацию и сотрясения создает движущийся транспорт.

Процесс старения изоляции при механических нагрузках на твердую изоляцию заключается в том, что в напряженном материале возникает упорядоченное движение локальных микродефектов, и за счет этого образуются и постепенно увеличиваются в размерах микротрещины. При действии сильных электрических полей в микротрещинах возникают частичные разряды, ускоряющие разрушение изоляции.

**Перегрузка электрооборудования и перегрев изоляции.** При работе электрических машин, силовых трансформаторов, аппаратов, проводов, кабелей (рис. 1.11) и другого электрооборудования возникают потери энергии, превращающиеся в тепло. Тепловая энергия повышает температуру обмоток, активной стали, контактных соединений, конструктивных деталей электроустановок, рассеиваясь в окружающую среду. Перегрев электрооборудования ограничивает его мощность и является одной из главных причин старения изоляции.



Рисунок 1.11 – Перегрев проводов пересекающихся изолированных линий внутренних проводок сети 0,4 кВ, зафиксированный тепловизором

Известно 8-градусное правило Монтзингера по определению срока службы изоляционных материалов из хлопчатобумажных, шелковых тканей, пряжи, бумаги, картона, относящихся по нагревостойкости к классу «А». Согласно этому правилу, основанному на общем физико-химическом



законе, каждые дополнительные 8 °С перегрева ускоряют физические и химические процессы старения изоляции в 2 раза.

На основании опыта эксплуатации и наблюдений за сроком службы изоляции класса «А» при нормативной предельной температуре, равной 105 °С, средний срок службы изоляции обмоток электрических машин составляет примерно 7 лет, а при температурах 113 и 121 °С срок службы изоляции сокращается соответственно до 3,5 лет и 1,75 года. Для твердой изоляции характерен процесс постепенного снижения механической прочности в сочетании с процессом теплового старения, что приводит к повреждению изоляции под действием механических нагрузок и затем к ее пробое.

По рекомендациям международной электротехнической комиссии (МЭК) для нормального суточного износа изоляции маслонеполненного силового трансформатора температура наиболее нагретой точки обмоток не должна превышать 98 °С. Если температуру увеличить на 6° С, то срок службы изоляции сократится почти вдвое за счет продуктов разложения, которые загрязняют изоляцию и снижают ее электрическую прочность.

**Перегрев контактных соединений токоведущих частей электрооборудования.** Появление температуры перегрева контактов (рис. 1.12) вызывается возрастанием переходного сопротивления из-за уменьшения контактного давления и загрязнения контактных поверхностей, что приводит к перегреву и разрушению окружающей изоляции.

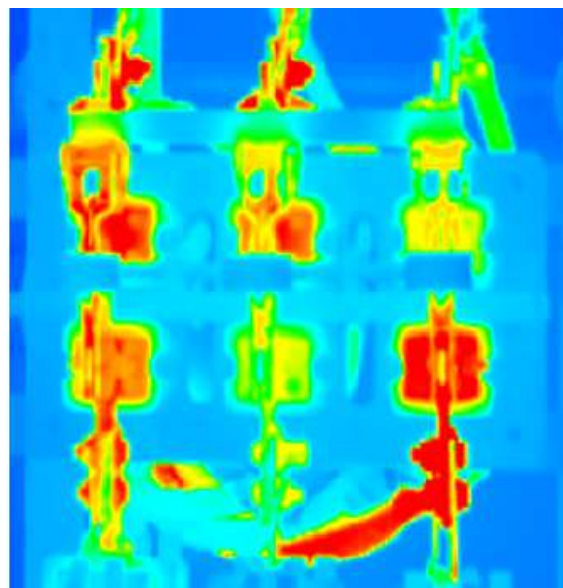
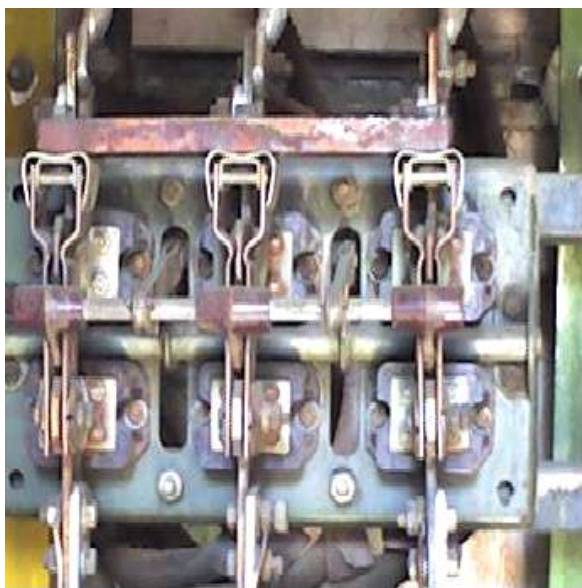


Рисунок 1.12 – Перегрев контактного соединения, зафиксированный тепловизором

Постоянные нарушения электрического контакта обуславливаются также появлением органических, сульфидных и окисных пленок на контактных поверхностях. Интенсивность роста пленок определяется значением контактного нажатия, степенью износа защитного покрытия контактов и влиянием внешних климатических воздействий.

Прямой контакт проводов из разнородных материалов также приводит к нагреванию смежных участков даже при нормальных электрических нагрузках.



**Разрушение изоляции во влажной или химически активной среде.** Увлажнение изоляции может рассматриваться как одна из форм старения изоляции, сопровождающаяся уменьшением сопротивления изоляции, ростом диэлектрических потерь, связанным с дополнительным нагревом, ускоряющим тепловое старение. Неравномерное увлажнение, кроме того, приводит к искажению электрического поля и снижает пробивное напряжение изоляции. Если увлажнение изоляции для одних электроприемников (электродвигателей, силовых трансформаторов) процесс, как правило, обратимый, поскольку влага может быть удалена из изоляции сушкой, то для другого электрооборудования извлечение влаги из изоляции затруднено или вовсе невозможно. Практически не поддается сушке бумажно-масляная изоляция кабелей, конденсаторных батарей и высоковольтных вводов.

Агрессивная химически-активная среда, помимо увлажнения изоляции, еще в большей степени способствует процессам деградации и разрушения изоляции токоведущих частей электрооборудования.

**Перекрытие фаз птицами и животными, разрушение изоляции грызунами.** Птицы часто используют провода ВЛ и электрооборудование подстанций для отдыха и сооружения гнезд, вызывая дуговое перекрытие изоляции. Нагретое электрооборудование и отдыхающие птицы привлекают хищных животных (рис. 1.13), которые, попадая на токоведущие части, создают короткие замыкания.

Крысы и другие грызуны нарушают изоляцию линий, проложенных в кабельных каналах и под землей.



Рисунок 1.13 – Погибшее животное на высоковольтном отделителе

**Атмосферно-климатические воздействия:** прямые удары молнии; индуктированные напряжения при ударах молнии вблизи ВЛ; влия-

ние давления, температуры, влажности воздуха, вида и интенсивности атмосферных осадков.

**Прямые удары молнии.** Наиболее подвержены прямым ударам молнии воздушные линии электропередачи. В грозовой сезон наблюдается несколько десятков прямых ударов молнии на каждые 100 км длины ВЛ с последующими случаями развития поражения: с провода на опору или между проводами; перекрытие с опоры на провод; перекрытие с грозозащитного троса на провод или на землю. Основную опасность для ВЛ представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции возникающими при этом перенапряжениями. В месте перекрытия возникает электрическая дуга, поддерживаемая рабочим напряжением линии, переходящая в короткое замыкание. Вероятность перехода импульсного перекрытия в электрическую дугу зависит от значения напряжения, сопротивления заземления и материала опор ВЛ. Наибольшая вероятность перехода в дугу характерна для ВЛ на железобетонных и металлических опорах напряжением 110 кВ и выше.

**Индуктированные напряжения при ударах молнии вблизи ВЛ** возникают вследствие индуктивной и емкостной связи канала молнии с токоведущими и заземленными частями электрической сети. Значения индуктированных перенапряжений меньше, чем при прямых ударах молнии, но они также опасны для ВЛ напряжением 6–10–35 кВ и электрооборудования подстанций (рис. 1.14).



Рисунок 1.14 – Результаты перенапряжения и возникшей электрической дуги

Для внешней изоляции также характерна зависимость электрической прочности от **давления, температуры, влажности воздуха, вида и интенсивности атмосферных осадков**. Кроме того, важно состояние поверхности изоляторов, зависящее от свойств загрязнения и атмосферных осадков. Механические нагрузки, вызванные интенсивным нагревом солнечными лучами летом или охлаждением в зимнее время, способствуют по-

явлению микротрещин, в которых затем под действие сильного электрического поля возникают частичные разряды и ускоряется старение изоляции.

**Внутренние перенапряжения в электрической сети** подразделяются на коммутационные и квазистационарные (приставка «квази» означает «как бы»).

Коммутационные перенапряжения возникают при переходных процессах и быстрых изменениях режима работы электрической сети: при работе коммутационных аппаратов; при коротких замыканиях и других резких изменениях режима за счет энергии, запасенной в емкостных и индуктивных элементах.

Квазистационарные перенапряжения являются следствием изменения параметров режима и возникновением резонанса. Режимные перенапряжения происходят при несимметричных коротких замыканиях на землю, а также при разгоне генератора в случае резкого сброса нагрузки. Резонансные перенапряжения происходят в электрических цепях с реакторами. Феррорезонансные скачкообразные перенапряжения характерны для электрических сетей с изолированной и компенсированной нейтралью, содержащих цепи катушек с насыщенным магнитопроводом.

**Проведение преднамеренных КЗ на подстанциях с упрощенными схемами при помощи короткозамыкателей.**

В системах электроснабжения широко применяются упрощенные схемы, основанные на «блочном принципе» простейших схем подстанций, на которых нет сборных шин первичного напряжения и выключателей (рис. 1.15). При этом для отключения силовых трансформаторов используют отделители и специальные аппараты – короткозамыкатели, которые создают преднамеренные короткие замыкания.

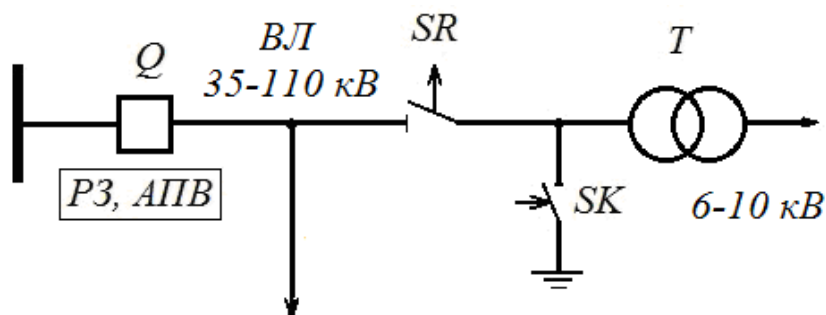


Рисунок 1.15 – Блочная подстанция с упрощенной схемой коммутации

В случае ремонта или аварии на силовом трансформаторе  $T$  на катушку включения короткозамыкателя  $SK$  подается напряжение. Короткозамыкатель замыкает свои контакты, создавая искусственное короткое замыкание с землей в сети напряжением 110 кВ. В сети с изолированной нейтралью напряжением 35 кВ короткозамыкатель замыкает две фазы. На это замыкание реагирует релейная защита линии электропередачи, в зоне действия которой находится силовой трансформатор, и с помощью головного выключателя  $Q$  отключает ЛЭП. Через небольшой промежуток времени срабатывает система автоматического повторного включения выключателя  $Q$ , включая его. Во время бестоковой паузы между отключением вы-

ключателя  $Q$  и работой АПВ сработает отделитель  $SR$  силового трансформатора и отключит его от электрической сети.

Таким образом, наряду с короткими замыканиями случайного характера в системах электроснабжения имеют место также преднамеренные короткие замыкания, вызываемые действием короткозамыкателей.

**Ошибки при монтаже электрооборудования.** При включении неправильно смонтированной схемы электроустановки дефект сборки выявляется сразу и проявляется в виде перегрузки или короткого замыкания. Нарушение отдельных норм и операций при монтаже может также проявиться не сразу. Подобные нарушения, которые незаметны при приемке или не выявляются при испытаниях, характерны для кабельных электрических сетей. В процессе последующей эксплуатации пробой изоляции КЛ довольно часто происходит в кабельной арматуре концевых и соединительных муфт. Повреждения такого рода составляют более половины КЗ, что, во-первых, связано неравномерным распределением напряженности электромагнитного поля в кабельной арматуре, а, во-вторых, – с несоблюдением технологии установки кабельной арматуры в полевых условиях:

- занижением радиусов изгиба жил, что приводит к частичному разрыву изоляционных бумажных лент, либо порезу о кромку оболочки кабеля;
- некачественной обработкой оболочек кабеля при установке муфты, приводящей к коррозии оболочки и увлажнению поясной и фазной изоляции;
- наличием загрязнений изоляции в процессе монтажа, приводящих к развитию ползущего пробоя;
- присутствием воздушных пустот и «карманов», способствующих ионизации воздуха, приводящей к КЗ внутри кабельных муфт.

Неправильная установка жильных изоляторов на муфтах наружной установки, которые всегда устанавливаются «зонтиками» вниз (рис. 1.16). Таким образом, при осадках стекающие дождевые капли оставляют поверхность под зонтиками сухой. При установке жильных изоляторов не допускается их соприкосновение между собой.

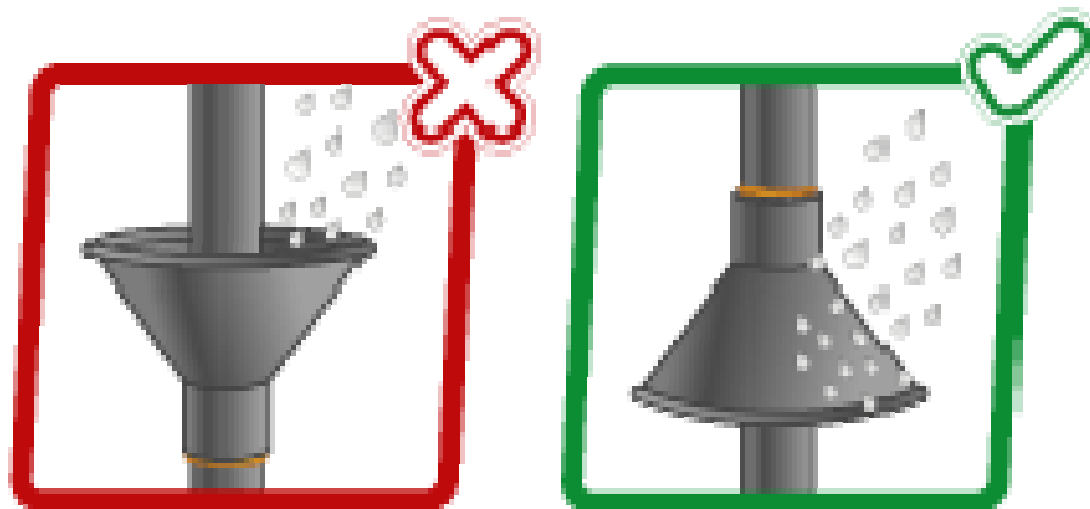


Рисунок 1.16 – Установка жильных изоляторов на кабельных муфтах наружной установки

Опасные местные перегревы кабелей возможны в местах, где кабели проложены в земле с нарушением норм прокладки с примыканием одного

кабеля к другому или при выполнении в земле «запасов» в виде колец. В подобных случаях температура нагрева кабелей может превысить 100 °С, ускоряя пробой изоляции и КЗ в этом месте.

**Неправильный или плохой уход за электрооборудованием**, отсутствие профилактических испытаний, периодических и капитальных ремонтов сильно влияет на состояние изоляции, интенсивность развития скрытых дефектов, увеличение количества и тяжести повреждений.

Трассы воздушных линий должны периодически расчищаться от древесно-кустарниковой растительности, периодически должна подрезаться крона деревьев. Ежегодно обсуждаются случаи отключения электроэнергии из-за коротких замыканий и обрывов проводов ВЛ в больших районах и населенных пунктах на длительное время при игнорировании пробных требований.

**Неправильные действия обслуживающего персонала** становятся причинами аварий, переходящих в короткие замыкания:

- нарушения оперативной дисциплины, пренебрежительное отношение к требованиям правил эксплуатации, некомпетентность, недостаточное знание инструкций, невнимательность, отсутствие контроля собственных действий, например, при отключении нагруженной линии разъединителем возникшая при этом дуга перекроет изоляцию между фазами;

- ошибки при реконструкции, монтаже, техническом обслуживании, регулировании параметров электрооборудования, при выполнении эксплуатационных работ отключения присоединений, например оставление на рабочем участке переносного заземления и последующая подача напряжения приведут к КЗ с очень опасными последствиями;

- несвоевременное устранение выявленного дефекта или неисправности аппаратуры или схемы, несвоевременное выполнение противоаварийных мероприятий, требований нормативных документов;

- неправильно выставленные уставки или характеристики защитных устройств, несвоевременное изменение параметров защитного устройства, например использование плавких вставок с завышенными параметрами срабатывания связано с перегревом и разрушением изоляции;

- неправильные указания в инструкциях, или отсутствие необходимых инструкций и указаний, что вызывает неправильные действия оперативного персонала и, как следствие, неправильные срабатывания защитных устройств.

**Непреднамеренные повреждения изоляции** часто происходят из-за следующих обстоятельств:

- механических повреждений, которые происходят при прокладке, проводимых раскопках и других строительных работах, выполняемых в зоне кабельных трасс;

- проезда под воздушными линиями негабаритных механизмов;

- разрушение оболочек кабелей блуждающими токами электрифицированного транспорта.

**Вандализм и хищение элементов действующих электроустановок.** Наиболее часто актам вандализма подвергаются стеклянные и керамические изоляторы воздушных линий, электрических станций и под-



станций, которые разрушаются выстрелами из пневматического и охотничьего оружия (рис. 1.17).

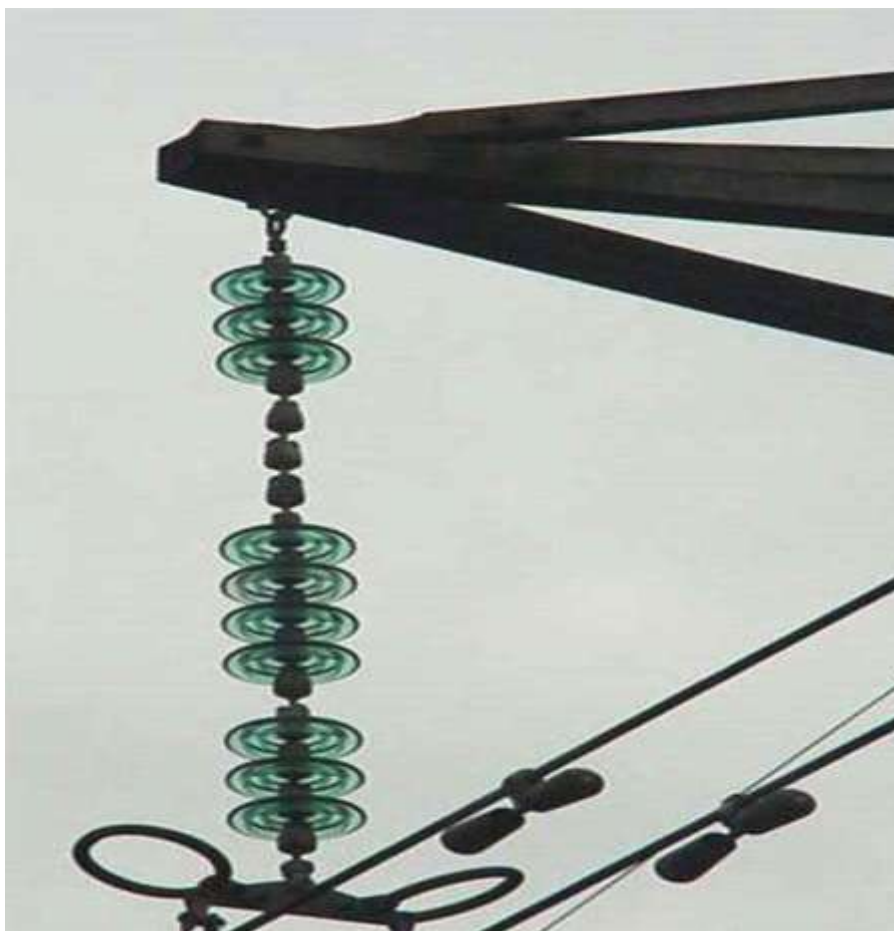


Рисунок 1.17. Разрушение высоковольтного изолятора вандалами

К коротким замыканиям приводят различные набросы на провода воздушных линий и электрооборудование подстанций с целью хищения проводов из цветных металлов.

### **1.5. Виды коротких замыканий**

В ЭЭС и их системах электроснабжения токи короткого замыкания оказывают значительное влияние на электробезопасность, надежность и экономические показатели работы. В электрических сетях на значение тока КЗ большое влияние имеет сочетание факторов: режима работы нейтрали; уровня сопротивления изоляции токоведущих проводов; емкостной составляющей сопротивления изоляции относительно земли.

В нормальных условиях и нормальном режиме работы при отсутствии замыканий или обрывов фаз способ соединения нейтрали с землей не влияет на значения линейных напряжений и на работу электроприемников. Тем не менее, необходимо учитывать возможность возникновения различных повреждений при эксплуатации электрооборудования, например при повреждениях междупазной изоляции, или изоляции между фазой и землей.



Повреждение изоляции и пробой одной фазы на землю, изменяя параметры системы, нарушает симметрию фазных напряжений, поэтому способ заземления нейтрали в этом случае оказывает существенное влияние на электрический режим системы, на уровни напряжений фаз относительно земли, значения токов в месте замыкания и другие параметры режима. Происходящие изменения параметров системы и последующие изменения параметров режима оказывают влияние на надежность электроснабжения потребителей, на требуемые уровни электрической прочности изоляции фаз относительно земли, на выполнение защиты от перенапряжений и на способы построения схем релейной защиты.

В соответствии Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [20] предусматриваются следующие режимы работы нейтрали:

- электрические сети напряжением 220 кВ и выше должны работать только с *глухозаземленной нейтралью* (рис. 1.18, а);

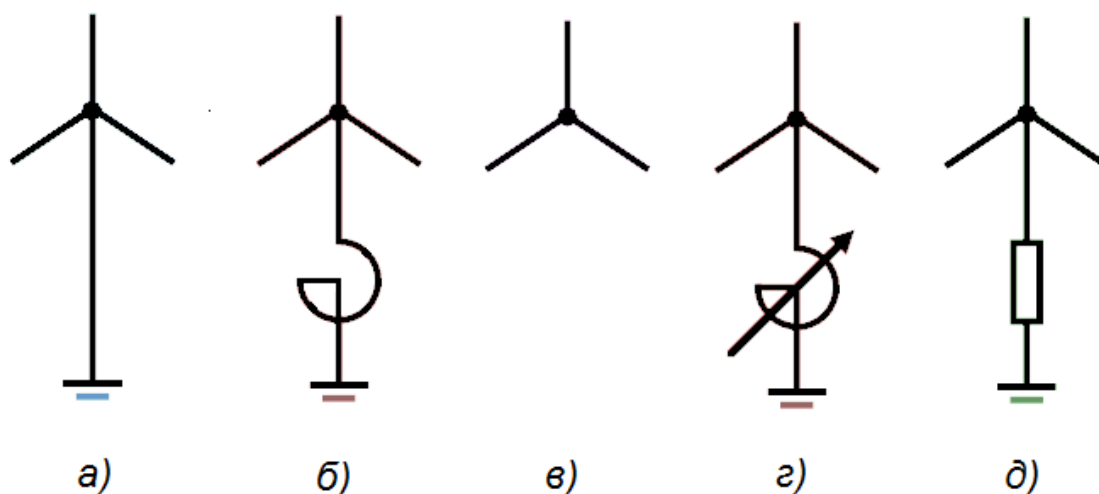


Рисунок 1.18 – Режимы заземления нейтрали: а – глухозаземленная; б – эффективнозаземленная (например, через реактор); в – изолированная; г – с заземлением через дугогасящий реактор; д – с заземлением через резистор

- работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с *глухозаземленной*, так и с *эффективно заземленной нейтралью* (рис. 1.18, б);

- работа электрических сетей напряжением 2–35 кВ может предусматриваться как с *изолированной нейтралью* (рис. 1.18, в), так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор (рис. 1.18, г) или резистор (рис. 1.18, д). Нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор, иногда называется *резонансно-заземленной* или *компенсированной нейтралью*;

- электроустановки напряжением до 1 кВ могут работать в электрических сетях как с *глухозаземленной*, так и с *изолированной нейтралью*.

В зависимости от вида повреждения и режима нейтрали электрических сетей могут возникать различные виды коротких замыканий. Короткие замыкания обозначаются буквой «К» с верхним индексом в круглых скобках, например  $K^{(3)}$ . На рис. 1.19 представлены виды КЗ в электриче-

ских сетях с нейтралью глухозаземленной, эффективнозаземленной и заземленной через дугогасящий реактор или резистор [7]:

- *трехфазное короткое замыкание  $K^{(3)}$*  (рис. 1.19, а) – короткое замыкание между тремя фазами;

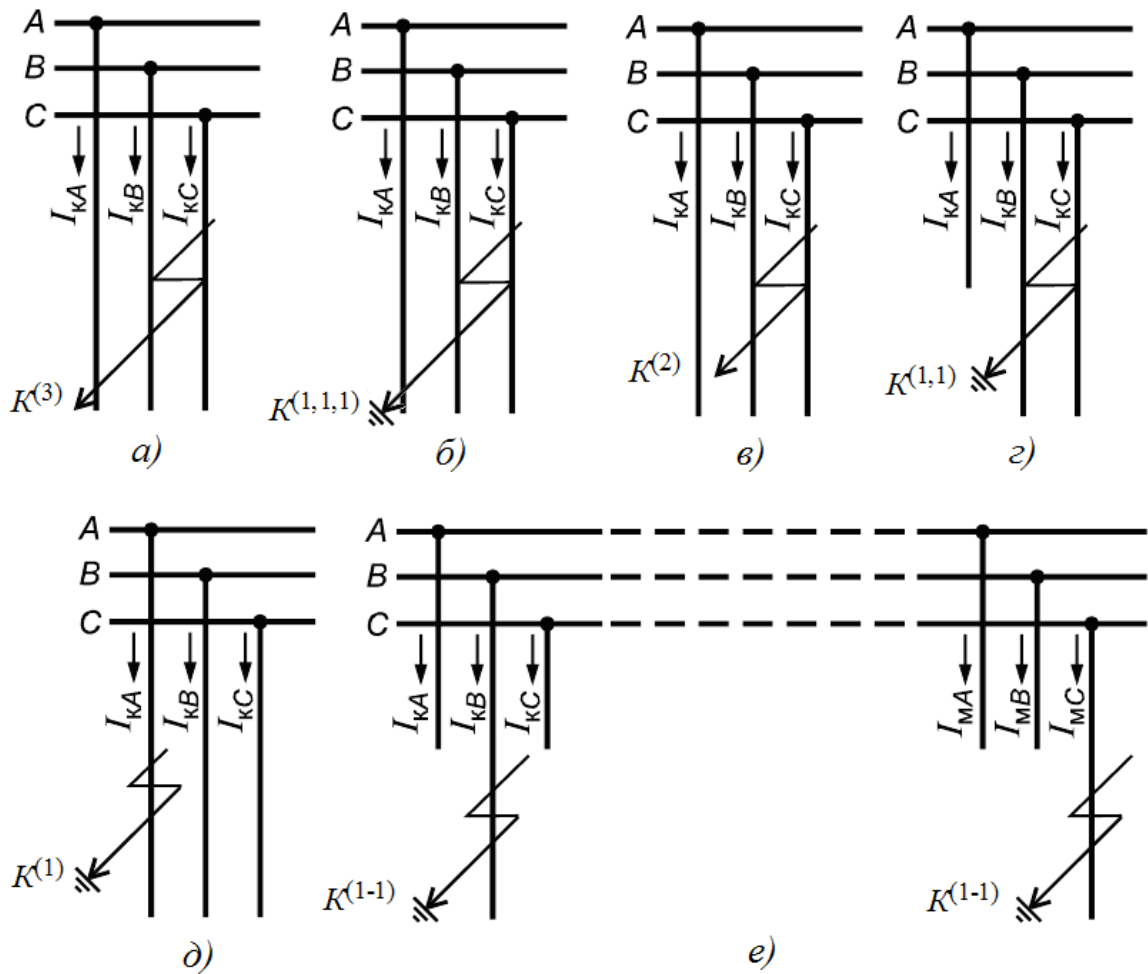


Рисунок 1.19 – Виды коротких замыканий: а – трехфазное  $K^{(3)}$ ;  
 б – трехфазное на землю  $K^{(1,1,1)}$ ; в – двухфазное  $K^{(2)}$ ;  
 г – двухфазное КЗ на землю  $K^{(1,1)}$ ; д – однофазное КЗ на землю  $K^{(1)}$ ;  
 е – двойное КЗ на землю  $K^{(1-1)}$

- *трехфазное короткое замыкание на землю  $K^{(1,1,1)}$*  – короткое замыкание, при котором с землей соединяются три фазы (рис. 1. 19, б);

- *двухфазное короткое замыкание  $K^{(2)}$*  – короткое замыкание между двумя фазами (рис. 1. 19, в);

- *двухфазное короткое замыкание на землю  $K^{(1,1)}$*  – короткое замыкание, при котором с землей соединяются две фазы (рис. 1. 19, г);

- *однофазное короткое замыкание на землю  $K^{(1)}$*  – короткое замыкание, при котором с землей соединяется только одна фаза (рис. 1. 19, д);

- *двойное короткое замыкание на землю  $K^{(1-1)}$*  – совокупность двух однофазных коротких замыканий на землю в различных, но электрически связанных частях электроустановки (рис. 1. 19, е).

В электрических сетях с изолированной и резонансно-заземленной нейтралью однофазное замыкание на землю не приводит к короткому замыканию. В месте замыкания возникает небольшой ток, обусловленный зарядной емкостью проводов. Для обозначения этого вида повреждения используется буква «З» с верхним индексом, например  $З^{(1)}$ .

Частота появления КЗ существенно зависит от вида короткого замыкания (табл. 1.1), от напряжения и конструкции электрической сети, так, например частота появления однофазного замыкания  $З^{(1)}$  в электрических сетях напряжением 6–10 кВ составляет 60 %, для  $U = 35$  кВ – 67 %; короткого замыкания  $К^{(1)}$  для  $U = 110$  кВ – 83 %,  $U = 220$  кВ – 88 %, а для  $U = 330$  кВ – 92 %.

Таблица 1.1

Виды коротких замыканий в системе электроснабжения и их обозначения

Схема короткого замыкания	Сеть с глухозаземленной или эффективно-заземленной нейтралью	Сеть с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью	Частота появления, %
	Трехфазное КЗ $К^{(3)}$ Трехфазное КЗ на землю $К^{(1.1.1)}$	Трехфазное КЗ $К^{(3)}$ Трехфазное КЗ с землей $К^{(3з)}$	1–7
	Двухфазное КЗ $К^{(2)}$	Двухфазное КЗ $К^{(2)}$	2–13
	Двухфазное КЗ на землю $К^{(1.1)}$ Двойное КЗ на землю $К^{(1-1)}$	Двухфазное КЗ с землей $К^{(2з)}$ Двойное на землю $З^{(1+1)}$	5–20
	Однофазное КЗ $К^{(1)}$	Однофазное замыкание на землю $З^{(1)}$	60–92

При трехфазном коротком замыкании  $К^{(3)}$  и трехфазном КЗ на землю  $К^{(3з)}$  все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому эти КЗ называются *симметричными*. Другие виды КЗ являются *несимметричными*.

## 1.6. Последствия коротких замыканий

Короткие замыкания возникают в процессе изменения параметров системы и сопровождаются превышением допустимых значений парамет-

ров режима, что вызывает в электроэнергетической системе различные, чаще всего негативные последствия:

- 1) значительное увеличение силы тока на поврежденном участке электрической сети;
- 2) перераспределение потоков электрической энергии в сети;
- 3) возникновение перенапряжений;
- 4) ухудшение показателей качества электроэнергии;
- 5) нарушение устойчивости работы элементов СЭС и электроэнергетической системы;
- 6) термическое действие;
- 7) электродинамическое воздействие;
- 8) влияние на линии связи, устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- 9) ухудшение электробезопасности;
- 10) возможность пожара и взрыва.

Рассмотрим более подробно последствия коротких замыканий.

**Значительное увеличение силы тока на поврежденном участке электрической сети.** При трехфазном коротком замыкании  $K^{(3)}$  путь тока «укорачивается», уменьшая общее сопротивление электрической сети, так как он протекает по части цепи, минуя сопротивление нагрузки (рис. 1.20). Поэтому сила тока на участке между источником питания и местом повреждения увеличивается до недопустимых значений. Например, в нормальном режиме рабочий ток в линии напряжением 6,3 кВ составлял 200 А, после короткого замыкания сила тока возросла до 5 кА, следовательно, в рассматриваемом примере ток короткого замыкания превысил рабочий ток в 25 раз.



Рисунок 1.20 – Короткое замыкание в системе электроснабжения

Из-за внутренних воздействий, обусловленных возросшими токами короткого замыкания, могут разрушиться генераторы, силовые трансформаторы, коммутационное и другое электрооборудование.

**Перераспределение потоков электрической энергии в сети.** В нормальном режиме работы в СЭС электрическая энергия передается от генератора  $G$  к электродвигателю  $M$  (рис. 1.21, а).

При трехфазном КЗ в месте короткого замыкания напряжение уменьшается до нуля и происходит перераспределение потоков электрической энергии (рис. 1.21, б): электрическая энергия, вырабатываемая генератором  $G$ , начинает питать место КЗ; вращающийся электродвигатель  $M$ , лишенный питания, продолжая по инерции вращаться, кратковременно переходит в режим генератора и также питает место КЗ с противоположной стороны.

Трехфазное короткое замыкание в одноцепной линии электропередачи за точкой КЗ полностью прекращает передачу электроэнергии, выработанной в энергосистеме.

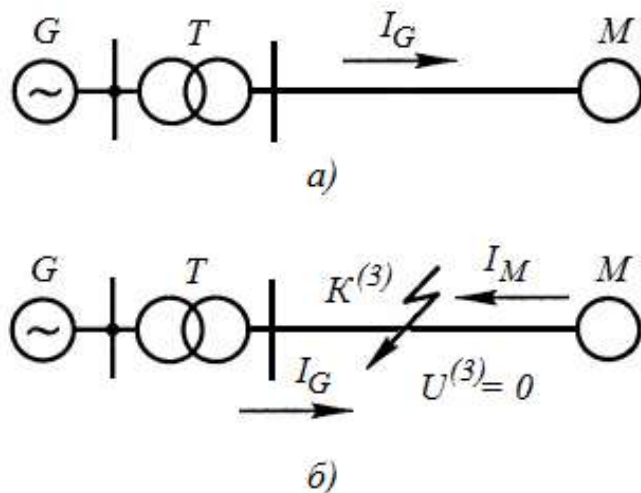


Рисунок 1.21 – Перераспределение электрической энергии при КЗ

**Возникновение перенапряжений.** Несимметричные КЗ и замыкания с землей на неповрежденных фазах увеличивают напряжение относительно земли. В электрических сетях с эффективно заземленной нейтралью однофазные короткие замыкания  $K^{(1)}$  могут повысить на 40 % значение фазного напряжения неповрежденных фаз. В электрических сетях с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю  $З^{(1)}$  фазные напряжения увеличиваются в  $\sqrt{3}$  и более раз.

Из-за изменения параметров системы при КЗ возможны резонансные перенапряжения, а также коммутационные перенапряжения, связанные с отключением поврежденных участков электрической сети.

**Ухудшение показателей качества электроэнергии.** При возникновении коротких замыканий в системе электроснабжения ее общее сопротивление уменьшается, приводя к значительному увеличению токов в ветвях по сравнению с токами нормального режима, вызывая снижение напряжения и ухудшение практически всех показателей качества электроэнергии:

- установившегося отклонения напряжения, нормально допустимые и предельно допустимые значения которого равны соответственно  $\pm 5$  и  $\pm 10$  % от номинального напряжения электрической сети;
- колебаний напряжения, характеризующихся размахом изменения напряжения и дозой фликера;
- искажения синусоидальности кривой тока и напряжения;
- симметрии напряжения;
- отклонений частоты;
- образования провала напряжения;
- возникновения импульсного напряжения и временного перенапряжения.

**Нарушение устойчивости работы элементов СЭС и энергетической системы** в результате резкого снижения питающего напряжения происходит опрокидывание электродвигателей, механический вращающий момент на валах которых зависит от квадрата значения

напряжения  $M_{\text{вр}} \equiv U^2$ . Например, при снижении напряжения питания асинхронного двигателя на 10 %, его вращающий момент снижается на 21 %, а при уменьшении напряжения на 20 % вращающий момент снижается на 36 %. Поэтому даже при удаленном КЗ (рис. 1.22) в течение 1–2 секунд останавливаются загруженные электродвигатели, нарушая технологический процесс.

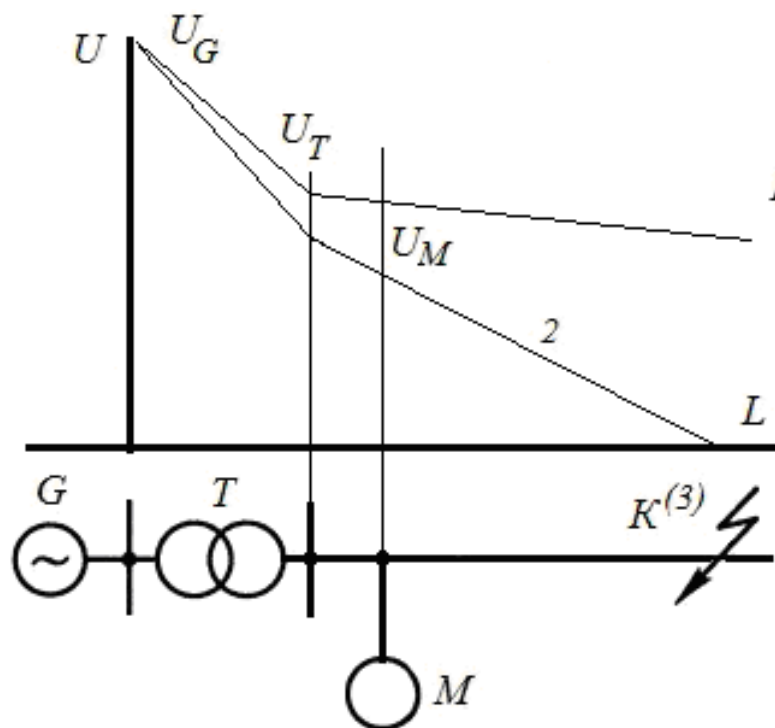


Рисунок 1.22 – Распределение напряжения в СЭС:  
1 – в нормальном режиме; 2 – при удаленном трехфазном КЗ

Снижение напряжения при КЗ также отрицательно сказывается на работе осветительных, электротехнологических установок и других электроприемников.

Задержка отключений коротких замыканий на отдельных участках системы электроснабжения отражается на работе всей электроэнергетической системы и может привести к нарушению ее устойчивости, что является одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания.

**Термическое действие** относительно непродолжительного процесса КЗ проявляется в недопустимом нагреве проводников и электрооборудования током, превышающим номинальное значение иногда в десятки раз. Процесс интенсивного нагрева ускоряет старение электроустановок, разрушает изоляцию, вызывает сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности (рис. 1.23).

Тепловое действие тока короткого замыкания на элемент электроустановки характеризуется значений *интеграла Джоуля*.

**Электродинамическое воздействие** проявляется в силе взаимодействия проводников с протекающим по ним током. Электромагнитное или точнее *электродинамическое действие* пропорционально квадрату тока и теоретически достигают наибольших значений через 0,01 секунды после начала процесса короткого замыкания.





Рисунок 1.23 – Термические разрушения в результате КЗ на шинах

Сила, периодически меняющая направление (рис. 1.24), действующая на токоведущие части элементов электрооборудования  $F \equiv i^2$ , приводит к разрушению изоляции, механическим повреждениям и деформациям.

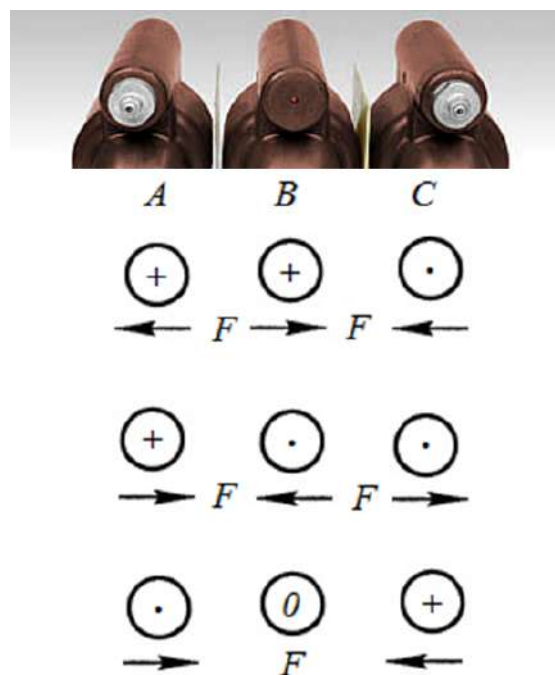


Рисунок 1.24 – Направления электродинамических сил и токов в трехфазном вводе в различные периоды времени процесса КЗ

При недостаточной прочности проводников, шин, токопроводов и их креплений происходят разрушения механического характера (рис. 1.25).



Рисунок 1.25 – Разрушение опорного изолятора в результате электродинамического воздействия

Механические разрушения приводят к устойчивым коротким замыканиям, которые не исчезают после отключения питающего напряжения и требуют серьезного ремонта поврежденных электроустановок.

**Влияние на линии связи, устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики** выражается в наведении помех посредством электромагнитных полей. Элементы электроустановок обладают активными, индуктивными сопротивлениями и емкостными проводимостями, поэтому при КЗ электрическая система представляет собой мощный колебательный контур. Кратковременные воздействия с высокими уровнями напряжений и токов в соседних линиях вызывают ложные срабатывания аппаратуры и приводят к отключению нормально работающих электроустановок. В отдельных случаях, например при замыканиях на землю, возникают неуравновешенные системы токов, создающие значительные магнитные потоки и наводящие ЭДС в линиях сигнализации и связи. Подобное влияние может быть опасным для обслуживающего персонала и привести к повреждению устройств во вторичных цепях.

**Ухудшение электробезопасности**, как правило, связано с появлением опасного потенциала на электропроводящих нетоковедущих частях электроустановок и попаданием людей и животных в зону короткого замыкания.

При однофазных замыканиях с землей в месте контакта на поверхности земли образуются электрические потенциалы, создающие предпосылки для возникновения шагового напряжения (рис. 1.26). Особо опасно

шаговое напряжение для крупного рогатого скота, поскольку расстояние шага у этих животных больше, чем у человека, соответственно больше и напряжение, под которое они попадают.

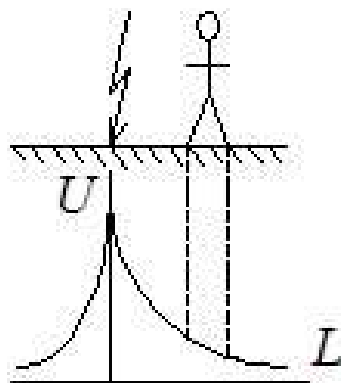


Рисунок 1.26 – Возникновение шагового напряжения

Человек или животное, попадая в зону растекания тока КЗ и соприкасаясь при этом с токопроводящими частями, оказывается под напряжением прикосновения (рис. 1.27).

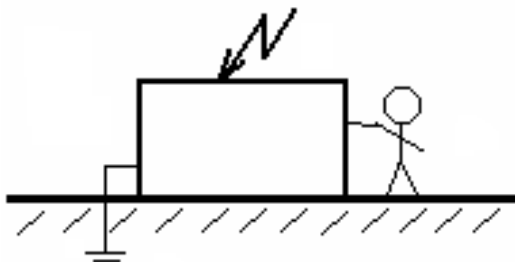


Рисунок 1.27 – Возникновение напряжения прикосновения

**Возможность пожара и взрыва** обусловлена перегревом токоведущих частей, возникающим искрением и электрической дугой – плазменным шнуром с температурой в несколько тысяч градусов (рис. 1.28), раскаленными и горящими частицами, каплями расплавленного металла. Все это может привести к воспламенению горючих изоляционных материалов и взрывоопасных смесей.



Рисунок 1.28 – Возникновение и последствия электрической дуги

В настоящее время основной причиной пожаров в жилых зданиях считается короткое замыкание в электропроводке, первое место по числу пожаров занимают изделия кабельной промышленности – провода и кабели.

### **1.7. Назначение расчета параметров режима короткого замыкания**

Исследования и расчеты переходных процессов необходимы для решения важных задач при проектировании, сооружении, выборе и эксплуатации электроустановок и электрооборудования *электрических систем*:

- 1) обоснования экономически целесообразных систем передачи, распределения и потребления электрической энергии;
  - 2) обеспечения осуществимости такого режима, который должен наступить после окончания переходного процесса в ЭЭС;
  - 3) выполнения требований, предъявляемых к качественным показателям переходного процесса;
  - 4) обеспечения устойчивости перехода от одного режима к другому;
  - 5) оценки устойчивости режима, наступившего после окончания переходного процесса;
  - 6) определения продолжительности переходного процесса и его влияния на изменение параметров элементов ЭЭС;
  - 7) создание таких условий в ЭЭС, при которых переходные процессы заканчивались бы благополучным желательным установившимся режимом.
- Для решения подобных вопросов необходимо знать наиболее тяжелые параметры переходных процессов – параметры режима процесса короткого замыкания.

**Параметры режима короткого замыкания** – это совокупность токов, напряжений, углов сдвигов фаз между ними или между их симметричными составляющими, видов КЗ, мест возникновения КЗ, продолжительности воздействия токов короткого замыкания (ТКЗ), диапазонов изменения значений ТКЗ.

При проектировании и эксплуатации *систем электроснабжения*, в первую очередь требуется знание значений ТКЗ. Для решения ряда технических задач необходимо провести расчеты, связанные с короткими замыканиями в одной или нескольких точках СЭС, для одного или нескольких условий протекания электромагнитного процесса.

При эскизном проектировании, к которому можно отнести курсовое и дипломное, часто бывает достаточным знания приближенных значений ТКЗ. Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5–10 %. При этом определяют:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;
- начальное значение апериодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;
- ударный ток КЗ.

Расчеты ТКЗ необходимы для решения следующих основных задач:

- 1) сопоставления, оценки и выбора схемы СЭС и ЭЭС;
- 2) прогнозирования условий работы электроприемников при аварийных режимах;
- 3) проверки выбранных коммутационных аппаратов и проводников по условиям работы при КЗ;
- 4) проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- 5) конструирования элементов распределительных устройств и токопроводов;
- 6) определения числа точек заземления нейтралей в СЭС;
- 7) проектирования компенсирующих дугогасящих устройств и заземлителей;
- 8) прогнозирования влияния ЛЭП на линии связи, автоматики и телемеханики;
- 9) выбора характеристик разрядников и ограничителей перенапряжений для защиты ЛЭП и электрооборудования от перенапряжений;
- 10) проведения различных испытаний, расследования и анализа аварий.

В условиях эксплуатации и проектирования конкретных элементов СЭС необходимо учитывать многие регламентируемые, например ПУЭ, условия, поэтому требуется более точный или полный расчет параметров режима переходного процесса и короткого замыкания. Например, для проектирования параметров релейной защиты необходимо использовать дополнительные сведения о протекании переходного процесса – наибольшие и наименьшие значения ТКЗ, изменение уровня напряжения, углы сдвигов фаз между токами и напряжениями или между их симметричными составляющими.

При проектировании, выборе и эксплуатации электрических аппаратов и проводников в электроустановках переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до и выше 1 кВ короткие замыкания рассматриваются как случайные события. Совокупность параметров режима короткого замыкания образует множество вероятностных параметров. Параметры электрооборудования дискретны, например силовые трансформаторы потребительских подстанций выпускаются на стандартные мощности: 100, 160, 250, 400, 630 и 1000 кВ·А, различные сечения проводов и жил кабелей (рис. 1.29).

При проектировании и настройке устройств релейной защиты и автоматики необходимо знать параметры минимального и максимального режимов ЭЭС (см. п. 1.9).

В других случаях возможно использование совокупности дискретных параметров электрооборудования, которая образует множество детерминированных параметров, например выключатели вакуумные рассчитаны для работы при номинальном напряжении 10 кВ с наибольшим рабочим напряжением 12 кВ, с номинальными токами 630, 1000 и 1600 А, номинальным током отключения 12,5; 20 кА и т.д.

По режиму короткого замыкания осуществляется сопоставление вероятностных параметров режима (*вероятностных характеристик*) КЗ с детерминированными параметрами электрооборудования. Для такого сопоставления вероятностные параметры режима КЗ преобразуются в услов-



но детерминированные параметры режима *расчетных условий короткого замыкания*.



Рисунок 1.29 – Различные формы и дискретные сечения проводов с защитной изоляцией для кабельных линий

### **1.8. Расчетные условия и выбор расчетных точек короткого замыкания**

*Расчетными условиями короткого замыкания* элемента электроустановки являются наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которые может попасть рассматриваемый элемент СЭС при различных видах КЗ. Для определения основных расчетных условий используются следующие *вероятностные характеристики КЗ*:

- расчетная схема СЭС;
- расчетный вид КЗ;
- расчетный ток КЗ;
- расчетная продолжительность КЗ;
- расчетная точка КЗ.

В **расчетной схеме** имеют место расчетные условия КЗ для рассматриваемого элемента. Электрическая схема выполняется в однолинейном исполнении, в нее вводятся генераторы, синхронные машины и асинхронные электродвигатели, оказывающие влияние на ТКЗ, а также элементы системы электроснабжения (электрические линии, силовые трансформаторы, реакторы), связывающие источники электроэнергии с местом КЗ. При составлении расчетной схемы для выбора электрических аппаратов и проводников и определения при этом токов КЗ учитываются предусматриваемые условия длительной ее работы, но не рассматриваются кратковременные видоизменения схемы, например при переключениях. В расчетной схеме учитываются послеаварийные режимы работы электроустановки.



При проектировании системы электроснабжения расчетная схема должна учитывать не менее чем пятилетнюю перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников от запланированного срока ввода ее в эксплуатацию.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой трансформаторные связи заменяются электрическими. Элементы СЭС, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводятся в схему замещения сопротивлениями, а источники энергии – сопротивлениями и ЭДС.

В качестве **расчетного вида КЗ** принимается вид короткого замыкания, при котором имеют место расчетные условия КЗ для рассматриваемого элемента СЭС в зависимости от поставленных условий:

1) для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями, при выборе уставок релейной защиты – *трехфазное КЗ  $K^{(3)}$* ;

2) для определения термической стойкости аппаратов и проводников – *трехфазное КЗ*. На генераторном напряжении электростанций – *трехфазное  $K^{(3)}$  или двухфазное КЗ  $K^{(2)}$*  в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву;

3) для проверки гибких проводников на электродинамическую стойкость при тяжении, опасном сближении и схлестывании, а также при проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций; для проверки чувствительности защит – *двухфазное КЗ  $K^{(2)}$* ;

4) для выбора аппаратов по коммутационной способности – большее из значений, получаемых для случаев *трехфазного и однофазного КЗ  $K^{(1)}$*  (в сетях с глухозаземленной или эффективнозаземленной нейтралью). Если выключатель характеризуется трехфазными и однофазными значениями коммутационной способности, то рассматриваются оба значения  $K^{(3)}$  и  $K^{(1)}$ ;

5) при проектировании заземляющих устройств, при выборе уставок релейной защиты – *однофазное КЗ  $K^{(1)}$* .

**Расчетный ток КЗ** определяется, исходя из условия повреждения в такой точке рассматриваемой цепи, при КЗ в которой аппараты и проводники этой цепи находятся в наиболее тяжелых условиях. Как правило, случаи одновременного замыкания на землю различных фаз в двух разных точках схемы не рассматриваются.

**Расчетная продолжительность КЗ** – продолжительность КЗ, являющаяся расчетной для рассматриваемого элемента СЭС при определении воздействия на него ТКЗ. Например, при расчете термической стойкости в качестве расчетного времени принимается сумма, получаемая от сложения времени действия основной релейной защиты, установленной у ближайшего к месту КЗ выключателя с учетом действия АПВ, и полного времени отключения этого выключателя, включая время горения дуги.

**Расчетная точка КЗ** – точка электроустановки, при КЗ в которой для рассматриваемого элемента СЭС имеют место расчетные условия короткого замыкания.

Место короткого замыкания в сильной степени влияет на тяжесть аварии в отношении как токов короткого замыкания, так и воздействия на устойчивость системы. Чем дальше короткое замыкание от источников

электрической энергии, тем, как правило, меньше токи короткого замыкания. Чем симметричнее место короткого замыкания по отношению к генераторам электрической системы, тем легче авария в отношении влияния ее на устойчивость системы. Это объясняется тем, что при одинаковом сбросе мощности генераторы примерно в равной мере ускоряются и остаются устойчивыми относительно друг друга.

В зависимости от места возникновения и продолжительности КЗ его последствия могут иметь местный характер или отражаться на всей системе электроснабжения.

Наиболее опасные последствия проявляются обычно в элементах СЭС, прилегающих к месту КЗ. Короткое замыкание на удаленных участках СЭС или за силовыми трансформаторами воспринимается генераторами как некоторое повышение нагрузки, а сильное снижение напряжения происходит только вблизи места КЗ, в то время как в других точках системы электроснабжения это снижение менее заметно (рис.1.23). Следовательно, при рассматриваемых условиях опасные последствия короткого замыкания проявляются лишь в ближайших к месту КЗ частях системы электроснабжения.

Для практических расчетов токов короткого замыкания расчетная точка КЗ на схеме определяется по следующим соображениям:

1) ТКЗ должен проходить по ветвям СЭС, для которых рассчитывается параметр устройства защиты (высоковольтный выключатель, автомат, предохранитель) или проверяется выбранный коммутационный аппарат (рис. 1.30);

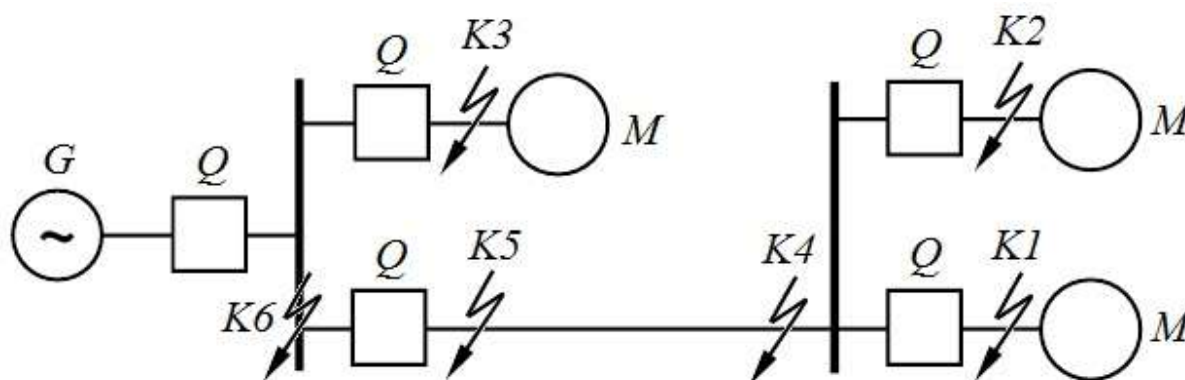


Рисунок 1.30 – Расчетные точки КЗ в системе электроснабжения

2) для определения наибольшего значения ТКЗ используется точка в начале ЛЭП (точка K5 на рис. 1.30), до реактора, до трансформатора, считая от источника питания;

3) для определения наименьшего значения ТКЗ принимается конец защищаемого защитой участка (точка K4 на рис. 1.28) или конец следующего защищаемого участка для проверки резервирующего действия защиты. Защита должна обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, например, если при повреждении в точке K (рис. 1.31) по какой-либо причине не отключится выключатель Q1, то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя Q2 и отключить этот выключатель.

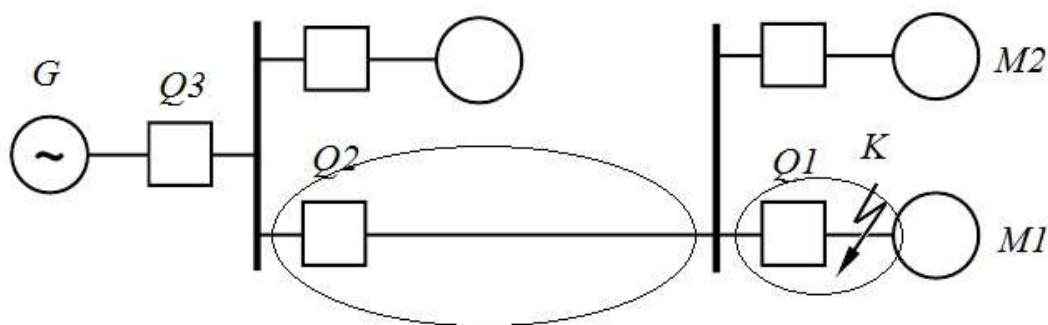


Рисунок 1.31 Защита электродвигателей в системе электроснабжения

4) для согласования чувствительности двух устройств защиты рассматривается конец зоны действия того устройства, с которым ведется согласование, например, конец зоны действия токовой отсечки релейной защиты;

5) для определения коэффициентов распределения тока короткого замыкания рассматривается конец участка, следующего за узлом, в котором происходит подпитка или распределение ТКЗ (рис. 1.32).

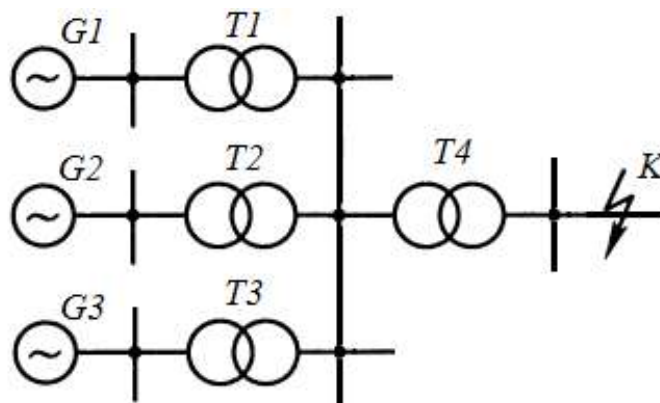


Рисунок 1.32 – Питание точки короткого замыкания  $K$  от нескольких источников через общий трансформатор  $T4$

Если ток короткого замыкания вызван источниками питания  $G1-G3$  и поступает в точку  $K$  узла нагрузки через общий трансформатор  $T4$ , то для определения значения ТКЗ выполняется преобразование лучевой схемы с использованием метода потенциалов или, используя коэффициенты токораспределения.

### 1.9. Режимы коротких замыканий

В соответствии с ПУЭ по режиму КЗ в электроустановках проверяет ряд электроприемников:

1) в электроустановках напряжением выше 1 кВ:

а) электрические аппараты, токопроводы, кабели и другие проводники, а также опорные и несущие конструкции для них;

б) воздушные линии электропередачи при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения схлестывания проводов при динамическом действии токов КЗ.

Кроме того, для линий с расщепленными проводами должны быть проверены расстояния между распорками расщепленных проводов для предупреждения повреждения распорок и проводов при схлестывании.

Провода ВЛ, оборудованные устройствами быстродействующего автоматического повторного включения, следует проверять и на термическую стойкость;

2) в электроустановках напряжением до 1 кВ проверяются только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы. Трансформаторы тока по режиму КЗ не проверяются.

Аппараты, которые предназначены для отключения токов КЗ или могут по условиям своей работы включать короткозамкнутую цепь, должны, кроме того, обладать способностью производить эти операции при всех возможных токах КЗ. Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их нормальной дальнейшей эксплуатации.

Также проектные этапы и эксплуатационные режимы работы СЭС требуют знания определенных значений ТКЗ. Например, если проектируются параметры коммутационной аппаратуры, то режим должен быть выбран таким, чтобы ТКЗ в цепи был максимальным. При выборе уставок релейной защиты мгновенных токовых отсеков также должен приниматься режим, при котором по защищаемому участку протекает максимальный ТКЗ. Однако, при проверке чувствительности и надежности срабатывания устройств релейной защиты, расчетный режим должен быть минимальным. По минимальному току короткого замыкания выбирается ток мгновенного отключения автоматического выключателя. Следовательно, кроме нормального режима СЭС необходимо различать и два расчетных режима КЗ – максимальный и минимальный (рис. 1.33).

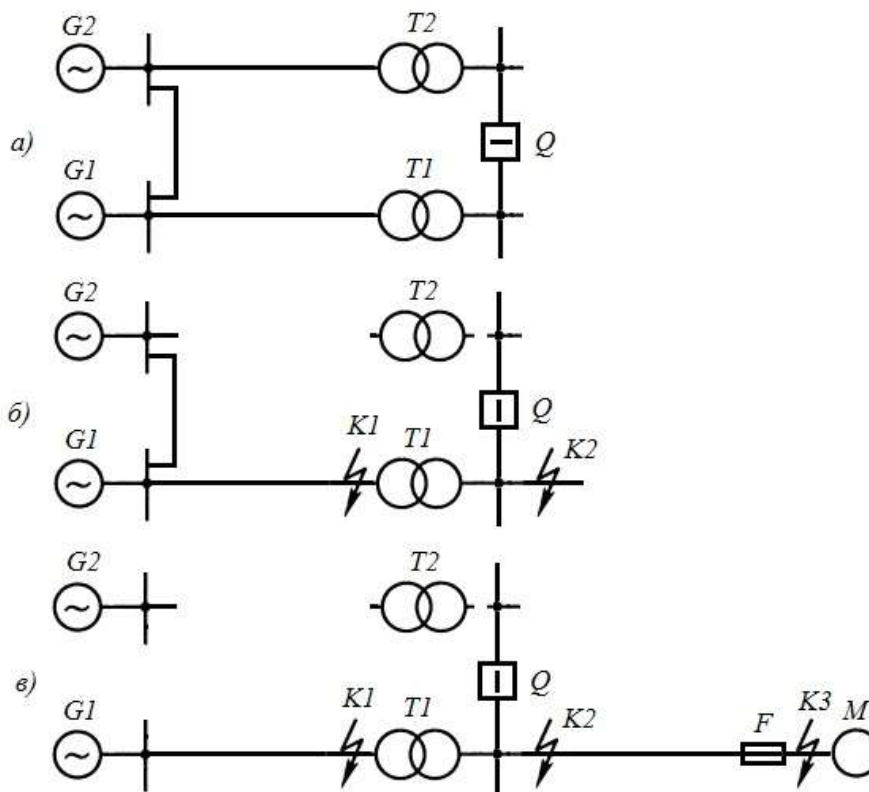


Рисунок 1.33 – Режимы СЭС: а – нормальный (параллельно работают источники питания ЭЭС G1 и G2, секционный выключатель Q отключен); б – максимальный режим КЗ; в – минимальный режим КЗ

**Максимальный режим короткого замыкания** характеризуется следующими условиями:

1) включены все источники питания ЭЭС – генераторы, автотрансформаторы, силовые трансформаторы, ЛЭП;

2) при расчете КЗ на землю включены все автотрансформаторы и силовые трансформаторы, нормально работающие с заземленной нейтралью, нейтрали всех трансформаторов заземлены;

3) схема участка сети, непосредственно примыкающая к месту КЗ, такова, что по защищаемому элементу проходит максимальный ТКЗ. Например, при наличии двух параллельных ЛЭП и КЗ на шинах понижительной подстанции наибольший ТКЗ в месте короткого замыкания будет максимальным, если включены обе линии. Однако ТКЗ по одной ЛЭП, составляющий половину ТКЗ, может в этом случае не быть максимальным. Максимальный ТКЗ по одной линии может оказаться в режиме, когда одна из ЛЭП отключена, т.к. при этом ТКЗ хотя меньше, чем в предыдущем случае, но весь ток проходит по оставшейся в работе линии. Это условие относится и к параллельно работающим на подстанциях трансформаторам. В максимальном режиме КЗ (рис. 1.34, б) источники питания ЭЭС  $G1$  и  $G2$  работают параллельно, силовой трансформатор  $T2$  и питающая его линия отключены, секционный выключатель  $Q$  включен.

В кольцевой сети ТКЗ по линиям будет максимальным при разомкнутом кольце, а в месте КЗ – при замкнутом.

При определении максимальных токов КЗ рассматривается максимальный режим работы энергосистемы: максимальное значение мощности КЗ  $S_{k \max}$  и соответственно наименьшее сопротивление системы  $x_{k \min}$  при минимальных значениях сопротивлений в рассматриваемой схеме электроснабжения.

**Минимальный режим КЗ** характеризуется условиями, противоположными максимальному режиму КЗ. В минимальном режиме КЗ генераторы энергосистемы работают раздельно. Для определения минимального ТКЗ в расчете принимается отключенной практически вся возможная часть источников питания или рассматривается только один источник, а схема соединения принимается такой, по которой проходит минимальный ток КЗ.

В минимальном режиме КЗ (рис. 1.33, в) источники питания ЭЭС  $G1$  и  $G2$  работают раздельно, силовой трансформатор  $T2$  и питающая его линия отключены, секционный выключатель  $Q$  включен. Цепь электродвигателя  $M$  считается защищенной плавким предохранителем  $F$  если его отключающая способность выбрана в соответствии с необходимыми требованиями и он способен отключить возможный наименьший ток КЗ.

### **1.10. Требования и допущения к расчетам токов коротких замыканий**

Выбор методики расчета тока короткого замыкания зависит от требований, предъявляемых к получаемым результатам. Для большинства практических задач вводятся такие допущения, которые упрощают расчеты, обеспечивая приемлемую точность. При этом используются наиболее типичные допущения.

В электроустановках до 1 кВ и выше при определении токов КЗ для выбора аппаратов и проводников и определения воздействия на несущие конструкции следует исходить из следующего:

1. Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ, работают одновременно с номинальной нагрузкой.

2. Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства форсировки возбуждения.

3. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение.

4. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе.

5. Расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5% выше номинального напряжения сети.

6. Должно учитываться влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывается при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации либо если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. п.).

В электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

В электроустановках до 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи. Допустимо пренебречь сопротивлениями одного вида (активными или индуктивными), если при этом полное сопротивление цепи уменьшается не более чем на 10%.

В случае питания электрических сетей до 1 кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

Элементы цепи, защищенной плавким предохранителем с токоограничивающим действием, следует проверять на электродинамическую стойкость по наибольшему мгновенному значению тока КЗ, пропускаемого предохранителем.

В ряде случаев возможно также учитывать и другие допущения:

- все элементы короткозамкнутой цепи симметричны. Нарушение симметрии может происходить только в месте КЗ;

- не рассматриваются высшие гармонические составляющие токов при расчетах несимметричных КЗ;

- не учитывается насыщение магнитных систем (трансформаторов, генераторов, электродвигателей), что позволяет считать постоянными и



независящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- не учитываются намагничивающие токи силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

- не учитывается насыщение магнитных систем электрических машин;

- можно не учитывать поперечную емкость и проводимости на землю воздушных линий напряжением 110–220 кВ длиной до 200 км и напряжением 330 кВ при длине не более 150 км;

- в короткозамкнутой цепи с несколькими независимыми контурами затухание апериодической составляющей ТКЗ учитывается приближенно;

- не учитывается влияние на токи подпитки статических электроприемников и батарей параллельной компенсации;

- сопротивление места КЗ принимается равным нулю, КЗ считается металлическим;

- активное сопротивление (переменному току) различных элементов расчетной схемы принимается равным их сопротивлению постоянному току, приведенному в справочниках;

- электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах электроэнергетической системы, учитываются приближенно с помощью эквивалентных параметров;

- допускается эквивалентировать удаленную от места КЗ часть электроэнергетической системы.

В соответствии с ПУЭ по режиму КЗ при напряжении выше 1 кВ не проверяются:

- по электродинамической стойкости аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с вставками на номинальный ток до 60 А;

- по термической стойкости аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями независимо от их номинального тока и типа;

- проводники в цепях к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2,5 МВ·А и с высшим напряжением до 20 кВ, если соблюдены одновременно следующие условия:

- а) в электрической или технологической части предусмотрена необходимая степень резервирования, выполненного так, что отключение указанных электроприемников не вызывает расстройства технологического процесса;

- б) повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара;

- в) возможна замена проводника без значительных затруднений;

- проводники к индивидуальным электроприемникам, а также к отдельным небольшим распределительным пунктам, если такие электроприемники и распределительные пункты являются неотвечественными по своему назначению и если для них выполнено хотя бы только одно из приведенных выше условий а–в;

- трансформаторы тока в цепях до 20 кВ, питающих силовые трансформаторы или линии с токоограничивающими реакторами, в случаях, когда выбор трансформаторов тока по условиям КЗ требует такого завышения коэффициентов трансформации, при котором не может быть обеспе-

чен необходимый класс точности присоединенных измерительных приборов (например, расчетных счетчиков);

- аппараты и шины цепей измерительных трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере или за добавочным резистором, встроенным в предохранитель или установленным отдельно.

### **Контрольные вопросы для самостоятельной работы и тестирования**

1. Из каких групп элементов состоит электроэнергетическая система?
2. Что представляет собой система электроснабжения?
3. Какие требования предъявляются к ЭЭС и СЭС?
4. Какие виды режимов и процессов имеют место в ЭЭС?
5. Что означают параметры режима и системы?
6. Каковы причины возникновения переходных процессов в ЭЭС?
7. По каким признакам различаются переходные процессы?
8. Исходя из каких аспектов могут рассматриваться переходные процессы в электроэнергетических системах, в системах электроснабжения и в узлах нагрузки?
9. Каковы наиболее распространенные переходные процессы составляют переходный режим в ЭЭС и СЭС?
10. Каковы причины возникновения коротких замыканий?
11. Какие режимы работы нейтрали предусматриваются для систем электроснабжения?
12. Какие виды коротких замыканий могут возникать в ЭЭС и какова частота их появления?
13. Каковы основные последствия коротких замыканий?
14. Для решения каких важных задач необходимы исследования и расчеты переходных процессов?
15. Что относится к параметрам режима короткого замыкания?
16. Что относится к расчетным условиям короткого замыкания?
17. По каким соображениям на схеме СЭС определяется место короткого замыкания, необходимое для практических расчетов?
18. Какие электроприемники в электроустановках напряжением выше 1 кВ проверяются по режиму короткого замыкания?
19. Какие электроприемники в электроустановках напряжением до 1 кВ проверяются по режиму короткого замыкания?
20. Какими условиями характеризуется максимальный и минимальный режим короткого замыкания?
21. Каковы требования и допущения, предъявляются к расчетам токов коротких замыканий при проектировании, сооружении и эксплуатации электрических систем?

## **Глава 2. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ**

### **2.1. Основные теоретические сведения о переходных процессах**

Базовые понятия и сведения о переходных процессах известны из курса «Теоретические основы электротехники», поэтому следует вернуться еще раз к тем положениям, которые будут использоваться при анализе переходных процессов и коротких замыканий в электроэнергетических системах.

Под переходным (нестационарным) процессом и режимом в электрических цепях понимается процесс перехода цепи из одного установившегося состояния в другое (подробнее о процессах и режимах в ЭЭС см. п. 1.2).

При установившихся (стационарных) режимах в цепях постоянного тока напряжения и токи неизменны во времени, а в цепях переменного тока они представляют собой периодические функции времени.

Установившиеся режимы при заданных и неизменных параметрах цепи полностью определяются только источником электрической энергии. Источники постоянного напряжения (или тока) создают в цепи постоянный ток, а источники переменного напряжения (или тока) создают переменный ток той же частоты, что и частота источника электрической энергии.

Переходные процессы возникают при изменениях режима электрической цепи в случаях:

- подключения и отключения цепи;
- изменения нагрузки в цепи;
- возникновения аварийных режимов в виде коротких замыканий и обрывов проводов.

Изменения в электрической цепи представляются в виде тех или иных переключений или коммутаций.

Переходный процесс подключения нагрузки можно рассматривать как короткое замыкание за некоторым сопротивлением.

Переходные процессы представляют собой процессы перехода от энергетического состояния до коммутационного режима, к энергетическому состоянию, наступившему после коммутационного режима.

В электрической цепи переходные процессы могут возникать при наличии индуктивных и емкостных элементов, обладающих способностью накапливать и отдавать энергию магнитного или электрического полей.

В начале переходного процесса в момент коммутации происходит перераспределение электрической энергии между индуктивными и емкостными элементами цепи и внешними источниками электрической энергии, подключенными к цепи. При этом часть энергии преобразуется в другие виды энергий: тепловую, световую и механическую.

По окончании переходного процесса устанавливается новый (установившийся, стационарный) режим, который определяется только внешними источниками энергии. При отключении или шунтировании (коротком замыкании) внешних источников энергии переходный процесс в цепи может возникать за счет электромагнитной энергии, накопленной до начала переходного режима в индуктивных  $L$  и емкостных  $C$  элементах цепи.

Длительность переходных процессов изменения тока  $i$  и напряжения  $u$  находится в диапазоне от сотых – десятых до несколько секунд.

Переходные процессы можно ускорять или замедлять путем подбора соответствующих параметров элементов цепей, а также за счет применения специальных устройств.

Изменения энергии магнитного  $W_m$  и электрического  $W_e$  полей не могут происходить мгновенно, и не могут мгновенно протекать процессы в момент коммутации, так как невозможно мгновенно изменять энергию, накопленную в электромагнитном поле цепи.

Законы (правила) коммутации основаны на математических выражениях

$$W_m = \frac{Li^2}{2}; \quad W_e = \frac{Cu^2}{2}. \quad (2.1)$$

**Первый закон коммутации.** Ток через индуктивный элемент  $L$  непосредственно до коммутации  $iL(0_-)$  равен току во время коммутации  $iL(0)$  и току через этот же индуктивный элемент непосредственно после коммутации  $iL(0_+)$ , так как ток на индуктивности (катушке индуктивности) мгновенно измениться не может

$$iL(0_-) = iL(0) = iL(0_+), \quad (2.2)$$

где  $t=0_-$  – время непосредственно до коммутации;  $t=0$  – непосредственно во время коммутации;  $t=0_+$  – время непосредственно после коммутации.

Включение цепи под напряжение, содержащей индуктивность, эквивалентно разрыву цепи в этом месте нахождения индуктивности  $L$  в момент коммутации, так как  $iL(0_-) = iL(0_+)$ .

**Второй закон коммутации.** Напряжение на конденсаторе  $C$  непосредственно до коммутации  $uC(0_-)$  равно напряжению во время коммутации  $uC(0)$  и напряжению на конденсаторе непосредственно после коммутации  $uC(0_+)$ , так как невозможен скачок напряжения на емкости (конденсаторе)

$$uC(0_-) = uC(0) = uC(0_+). \quad (2.3)$$

Включение цепи под напряжение, содержащей емкость  $C$ , эквивалентно короткому замыканию в месте нахождения емкости  $C$  в момент коммутации, так как  $uC(0_-) = uC(0_+)$ .

В электрической цепи возможны скачки напряжений на индуктивностях и токов на емкостях.

В электрических цепях только с резистивными (активными) элементами  $r$  энергия электромагнитного поля не запасается и в них переходные процессы не возникают. В таких цепях стационарные режимы устанавливаются скачком мгновенно.

Задача исследования переходных процессов заключается в том, чтобы выяснить, по какому закону и как долго будет наблюдаться заметное отклонение токов в ветвях и напряжений на участках цепи от их установившихся значений.

Установившийся режим до коммутации рассчитывают обычно в предположении, что к моменту коммутации в цепи закончился предыдущий переходный процесс.

Анализ переходных процессов производится путем решения дифференциальных уравнений, составленных для исследуемой электрической цепи на основе законов Кирхгофа или метода контурных токов.

Полное решение линейного дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами находится в виде суммы частного решения неоднородного и общего решения соответствующего однородного уравнения.

Поскольку в правой части дифференциальных уравнений, описывающих электрическое состояние цепей, обычно находится напряжение (или ток) источника (внешняя вынуждающая сила), то частное решение находится из анализа установившегося режима после коммутации. Поэтому этот режим называется *принужденным*, а токи или напряжения, найденные в данном режиме, называются *принужденными*.

Расчет принужденного режима, когда внешние источники вырабатывают постоянную или синусоидальную ЭДС (ток), не представляет трудностей и может быть осуществлен одним из известных методов.

Однородное дифференциальное уравнение получается из выражения путем обнуления его от правой части. Физически это означает, что из исследуемой цепи удаляется внешняя вынуждающая сила. Токи или напряжения, найденные при решении однородного дифференциального уравнения, называются *свободными*.

Свободные токи и напряжения являются результатом действия внутренних источников схемы: ЭДС самоиндукции, возникающих в катушках индуктивности, и напряжений на конденсаторах, когда и те и другие не уравновешены внешними источниками.

Анализ переходного процесса может быть представлен как результат наложения (суперпозиции) двух режимов: принужденного и свободного.

**Принцип суперпозиции.** Ток, протекающий в ветви, равен алгебраической сумме токов, обусловленных каждым из источников цепи. Уравнения, описывающие поведение системы, являются линейными по количеству воздействий. Линейность уравнений фундаментальной теории в области электротехники дает возможность использования в ней принципа суперпозиции.

Переходный ток  $i$  в соответствии с принципом суперпозиции равен сумме принужденного  $i_n$  (установившегося) и свободного  $i_{св}$  токов:

$$i = i_n + i_{св}. \quad (2.4)$$

Однако стоит отметить, что реально (физически) существуют только переходные токи и напряжения, а разложение их на свободные и принужденные составляющие является лишь удачной математической моделью (приемом), позволяющей упростить расчет переходных процессов в линейных цепях, для которых применим принцип суперпозиции. В осциллограммах токов переходных процессов нет принужденной и свободной составляющих (рис. 2.1).

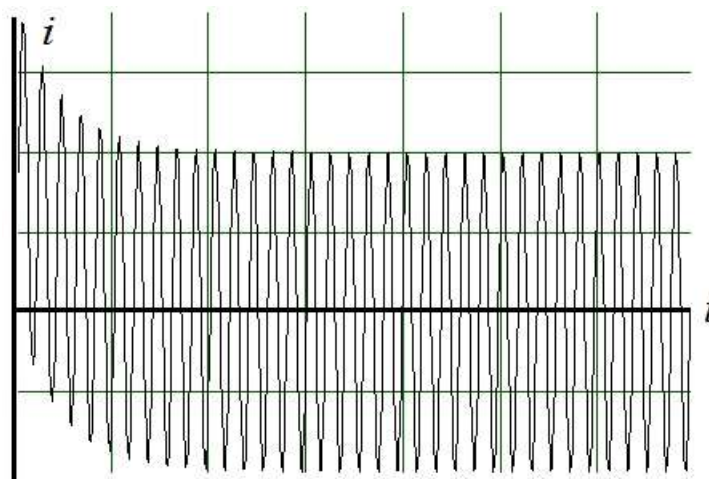


Рисунок 2.1 – Осциллограмма переходного процесса короткого замыкания в цепи переменного тока

Классический метод анализа переходных процессов заключается в непосредственном интегрировании дифференциальных уравнений.

Постоянные интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих электрические цепи, находятся из начальных условий, которые определяются по законам коммутации.

Независимые начальные условия (значения токов через индуктивности и значения напряжений на емкостях) определяются по режиму работы цепи, предшествующему коммутации.

Зависимые значения начальных условий, определяются по независимым начальным значениям из законов Кирхгофа для новой схемы, возникшей после коммутации.

## 2.2. Трехфазное короткое замыкание в неразветвленной цепи

Для анализа переходного процесса короткого замыкания рассмотрим симметричную трехфазную цепь (рис. 2.2), состоящую из последовательно включенных активных  $r$  и индуктивных сопротивлений  $x$ .

Параметры переходного процесса при коротком замыкании зависят от степени удаленности места КЗ от источника питания. Как правило, большинство подстанций систем электроснабжения, подключенных к сетям напряжением 35–110 кВ, электрически удалены от генераторов электроэнергетической системы и находятся за несколькими ступенями трансформации (см. рис. 1.2). Короткие замыкания, возникающие в питающих сетях и распределительных сетях более низкого напряжения 6–10 кВ, а также в электрических сетях напряжением 0,4 кВ, не оказывают существенного влияния на работу генераторов электрической системы. Поэтому в подобных случаях генераторы считаются *источниками бесконечной (неограниченной) мощности*, характеризующимися постоянством напряжения и частоты.

Пусть рассматриваемая цепь питается от источника бесконечной мощности  $G$ , напряжение, на зажимах которого практически неизменно при любых изменениях тока в цепи.



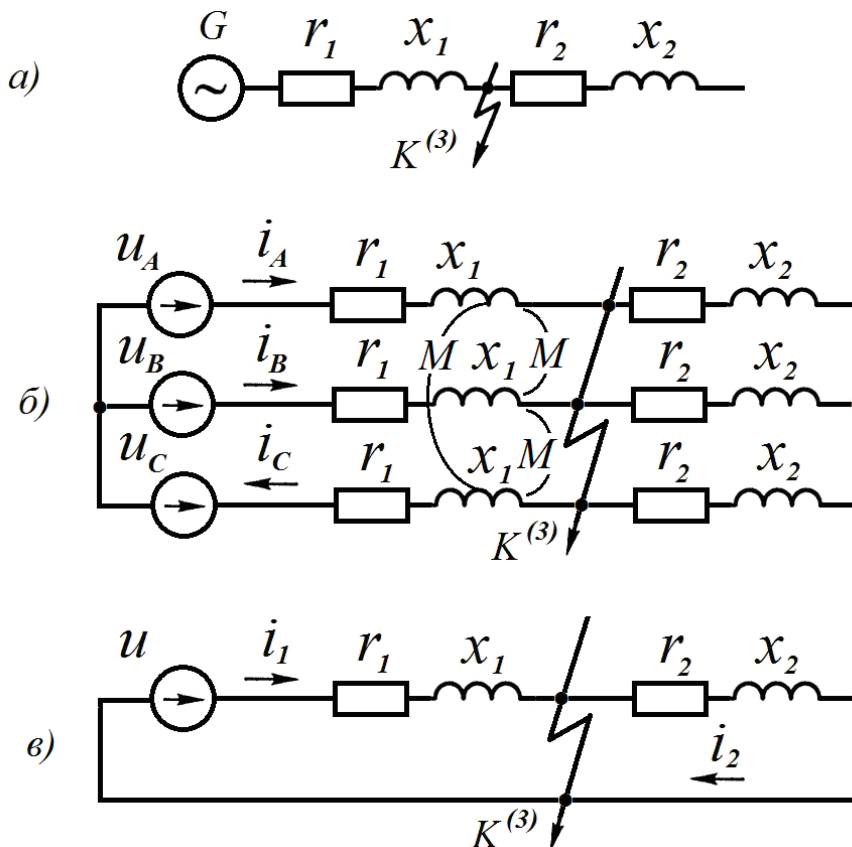


Рисунок 2.2 – Короткое замыкание в трехфазной цепи: а – принципиальная схема; б – трехфазная схема замещения; в – однолинейная схема замещения

Рассмотрим переходный процесс, вызванный трехфазным КЗ  $K^{(3)}$  в точке  $K$  (рис. 2.2, а). Отметим условия его протекания и анализа:

1) симметричная трехфазная цепь с сосредоточенными активными и индуктивными сопротивлениями, при отсутствии в цепи трансформаторных связей, считается *простейшей трехфазной цепью*;

2) короткое замыкание  $K^{(3)}$  делит цепь на две независимые части, процессы трехфазного КЗ в обеих частях протекают независимо друг от друга;

3) между индуктивными сопротивлениями  $x_1$  в трех фазах имеется взаимосвязь, характеризующая коэффициентом взаимоиנדукции  $M$ . Между индуктивными сопротивлениями  $x_1$  и  $x_2$ , а также между сопротивлениями  $x_2$  в трех фазах взаимоиנדукция отсутствует;

4) начальный момент КЗ определяется значением угла (фазы)  $\alpha$  напряжения источника питания  $G$  к моменту возникновения КЗ (рис. 2.3).

5) для пояснения аспекта анализа переходного процесса используем индексы момента коммутации:  $(0) = (0_-)$  – нуль в скобках, конечный момент перед коммутацией;  $0 = (0_-)$  – нуль без скобок, начальный момент после коммутации;

6) угол сдвига фаз  $\varphi$  между векторами тока  $\dot{I}$  и напряжения  $\dot{U}$  (рис. 2.3) определяется соотношением индуктивного и активного сопротивлений электрической цепи. Обычно фаза тока после коммутации (короткого замыкания  $K^{(3)}$ )  $\varphi_{K0}$  больше фазы тока  $\varphi_{(0)}$  до коммутации [16];

7) отсутствие емкостей (емкостных проводимостей) исключает образование колебательных контуров в схеме, поэтому переходный процесс будет иметь аperiодический характер;

8) собственное сопротивление симметричного источника бесконечной мощности  $S \rightarrow \infty$  ничтожно мало по сравнению с сопротивлением короткозамкнутой цепи  $z \ll z_K$ .

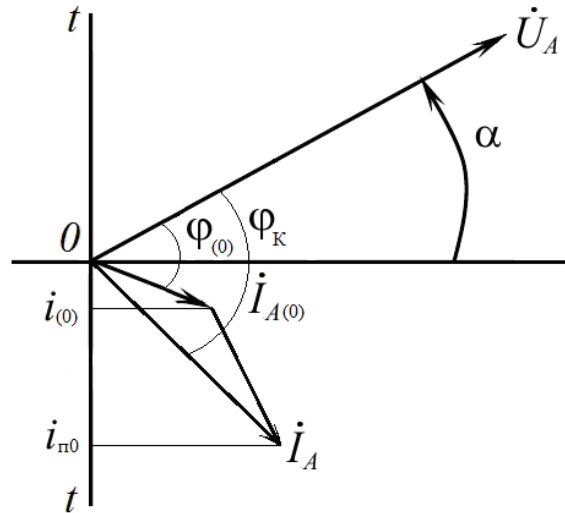


Рисунок 2.3 – Векторная диаграмма напряжения  $\dot{U}_A$  и тока  $\dot{I}_A$  фазы А к моменту КЗ и составляющих  $i_{(0)}$ ,  $i_{n0}$  тока этой фазы в начальный момент КЗ

9) в каждой независимой части цепи короткого замыкания симметричной трехфазной схемы (рис. 2.2, б) сопротивления фаз равны между собой:

$$\begin{aligned} r_{A1} = r_{B1} = r_{C1} = r_1; \quad r_{A2} = r_{B2} = r_{C2} = r_2; \\ x_{A1} = x_{B1} = x_{C1} = x_1; \quad x_{A2} = x_{B2} = x_{C2} = x_2; \\ x_1 = \omega L_1; \quad x_2 = \omega L_2, \end{aligned} \quad (2.5)$$

где  $\omega$  – синхронная угловая частота напряжения источника питания  $G$ ,  $\omega = 2\pi f$ ,  $c^{-1}$ ;

10) симметрия фаз цепи позволяет рассматривать каждую из них отдельно, а для оценки происходящих явлений достаточно рассмотреть процесс в одной фазе (рис. 2.2, в).

Процесс анализа КЗ начнем с правой части схемы. Ток каждой фазы в правой части будет протекать до тех пор, пока запасенная в индуктивности  $L_2$  энергия магнитного поля не перейдет в тепло, выделяющееся в активном сопротивлении  $r_2$ .

Дифференциальное уравнение равновесия в каждой фазе правой части схемы по второму закону Кирхгофа имеет вид

$$0 = i_2 r_2 + L_2 \frac{di_2}{dt}. \quad (2.6)$$

Результат этого уравнения представляет собой сумму частного и общего решений. Частным решением является ток, соответствующий принужденному (установившемуся) режиму после КЗ. Поскольку в правой ча-

сти схемы нет внешних источников питания, то и принужденный ток будет отсутствовать.

Общим решением является свободная составляющая тока, которая в цепях первого порядка изменяется по экспоненциальному закону

$$i_2 = i_{(0)2} \exp(-t / T_{a2}), \quad (2.7)$$

где  $i_{(0)2} = I_{a(0)2}$  – начальное значение свободного (апериодического) тока;  $T_{a2}$  – *постоянная времени апериодической составляющей* тока КЗ.

Токи других фаз также являются свободными и затухают по экспоненциальному закону с той же постоянной времени  $T_{a2}$ . Начальные значения токов отдельных фаз равны мгновенным значениям токов соответствующих фаз к моменту короткого замыкания, так как в цепи с активным сопротивлением и индуктивностью ток в момент коммутации не может измениться скачком.

В дальнейшем *свободная составляющая* тока короткого замыкания в электроустановке, изменяющаяся во времени без перемены знака, в соответствии с установленной в электроэнергетике стандартной терминологией будет называться *апериодической составляющей* тока короткого замыкания.

Апериодическая составляющая тока, постепенно затухает со скоростью, определяемой соотношением (2.8). Чем меньше активное сопротивление  $r_2$ , тем медленнее затухание (рис. 2.4). Ее начальное значение  $I_{a(0)2}$  определяется условием, что мгновенное значение тока, предшествующее КЗ  $i_{(0-)2}$ , равно току в момент возникновения КЗ  $i_{(0)2}$ .

$$T_{a2} = L_2 / r_2 = \omega \cdot L_2 / (\omega \cdot r_2) = x_{L2} / (\omega \cdot r_2). \quad (2.8)$$

Постоянная времени – это время, в течение которого апериодическая составляющая процесса уменьшается в  $e = 2,72$  раза по сравнению с начальным значением или до значения  $0,368 I_{a(0)}$ . Постоянная времени изображается как отрезок на оси времени, отсекаемый касательной к кривой апериодической составляющей в ее начале (рис. 2.4).

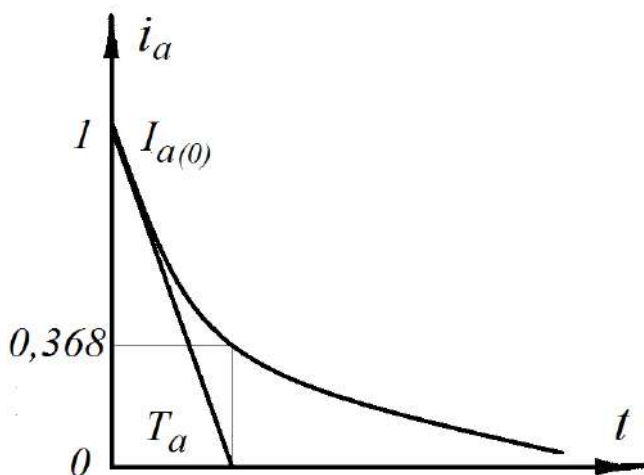


Рисунок 2.4 – График изменения апериодической составляющей тока КЗ

В схемах, питаемых напряжением промышленной частоты 50 Гц, выражение постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ с учетом (2.5) принимает вид

$$T_{a2} = x_{L2} / (2 \pi f r_2) = x_{L2} / (314 r_2). \quad (2.9)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ затухает практически в течение  $(3-4)T_a$ : через  $3T_a$  затухание составляет 95%, а через  $4T_a$  затухание достигает 98%.

Постоянная времени  $T_a$  имеет существенное влияние на продолжительность апериодической составляющей тока КЗ и всего переходного процесса (рис. 2.5).

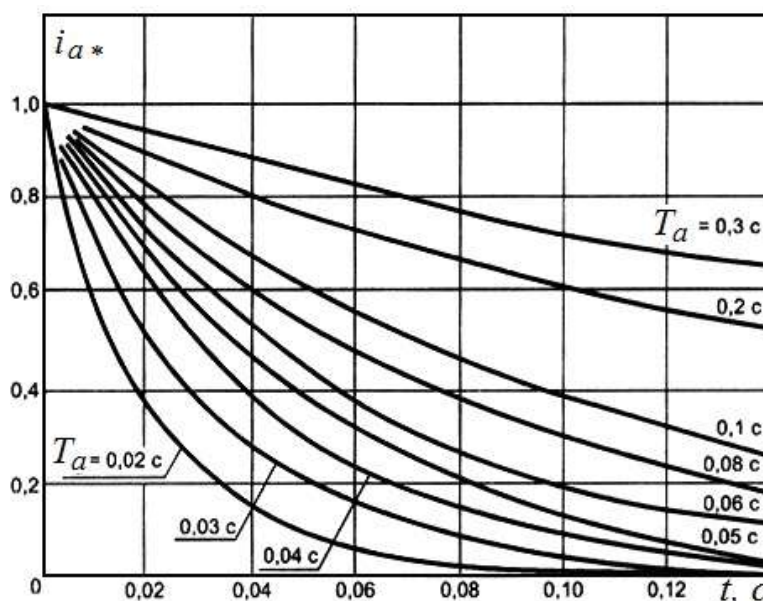


Рисунок 2.5 – Кривые зависимости затухания апериодической составляющей  $i_{a*}$  в относительных единицах тока КЗ от времени переходного процесса при разных значениях  $T_a$

В левой части разделенной схемы (рис. 2.2), присоединенной к источнику питания, кроме апериодического тока будет присутствовать и принужденный ток. Принужденный ток является периодическим током или в соответствии с установленной в электроэнергетике стандартной терминологией *периодической составляющей* тока КЗ.

Дифференциальное уравнение равновесия для любой фазы, например, фазы А (исследуемая фаза называется *особой*), выразится в виде

$$u_A = i_{A1} \cdot r_1 + L_1 \cdot di_{A1} / dt + M \cdot di_{B1} / dt + M \cdot di_{C1} / dt, \quad (2.10)$$

где  $M$  – коэффициент взаимной индукции.

Т.к. для трехфазной цепи можно записать уравнение равновесия токов

$$i_B + i_C = -i_A, \quad (2.11)$$

то в соответствии с этим уравнением, проводя замену токов в (2.10) и, делая подстановку,

$$L = L_1 - M, \quad (2.12)$$

и, опуская буквенные индексы фаз, получим для особой фазы с индексом «1»

$$u = i_1 r_1 + L \frac{di_1}{dt}, \quad (2.13)$$

где  $L$  – результирующая индуктивность фазы.

Решение этого дифференциального уравнения, как известно, представляет собой сумму частного и общего решения и записывается следующим образом

$$i_1 = \frac{U_m}{z_1} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{K1}) + I_{a(0)1} \exp(-t/T_{a1}), \quad (2.14)$$

где  $U_m$  – амплитудное значение напряжение источника питания;

$z_1 = \sqrt{r_1^2 + x_1^2}$  – полное сопротивление цепи;  $\varphi_{K1} = \arctg \frac{\varpi L_1}{r_1} = \arctg \frac{x_1}{r_1}$  – фаза

угла сдвига тока по отношению к напряжению;  $I_{a(0)1}$  – постоянная интегрирования, определяемая из начальных условий (начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ);  $T_{a1}$  – постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ.

Частным решением будет являться периодическая составляющая тока КЗ  $i_{n1}$ , соответствующая принужденному (установившемуся) режиму после КЗ, а общим решением – аperiodическая составляющая тока  $i_{a1}$ .

Первый член правой части выражения (2.14) представляет собой периодическую составляющую тока КЗ, которая при заданных вначале условиях  $U_m = const$  по амплитуде остается неизменной.

Второй член представляет аperiodическую составляющую тока КЗ, которая постепенно затухает и определяется аналогично выражению (2.7).

### 2.3. Изменение во времени тока короткого замыкания и его составляющих

Решение дифференциального уравнения равновесия (2.14) содержит две составляющие (индекс «1» для левой части схемы в дальнейшем опускается)

$$i = i_n + i_a. \quad (2.15)$$

Первый член формулы  $i_n$  – периодическая составляющая ТКЗ с постоянной амплитудой

$$I_{nm} = U_m / \sqrt{r_1^2 + x_1^2} = U_m / \sqrt{r^2 + x^2}. \quad (2.16)$$

Второй член формулы  $i_a$  – экспоненциально убывающая аperiodическая составляющая ТКЗ.

Начальное значение апериодического тока (амплитуда)  $I_{a(0)}$  определяется по (2.15) из условий предшествующего режима для тока  $i_{(0)}$

$$i_{(0)} = i_{n0} + i_{a0}, \quad (2.17)$$

или, раскрывая выражение, получим

$$I_{m(0)} \sin(\alpha - \varphi_{(0)}) = I_m \sin(\alpha - \varphi_K) + i_{a0}, \quad (2.18)$$

где  $I_{m(0)} = U_m / \sqrt{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}$  – амплитуда синусоидального тока в цепи (рис. 2.2) к моменту КЗ;  $\varphi_{(0)}$  – фаза угла сдвига тока по отношению к напряжению к моменту КЗ.

Следовательно, апериодическая составляющая тока из (2.17) и (2.18) может быть выражена следующим образом

$$i_{a0} = i_{(0)} - i_{n0} = I_{m(0)} \sin(\alpha - \varphi_{(0)}) - I_m \sin(\alpha - \varphi_K). \quad (2.19)$$

На векторной диаграмме рис. 2.3 показаны вектор тока фазы А до короткого замыкания  $\dot{I}_{A(0)}$  и вектор периодической составляющей тока этой же фазы  $\dot{I}_A$  в начальный момент коммутации и их проекции на ось времени соответственно  $i_{(0)}$  и  $i_{n0}$ . Модуль начального значения апериодической составляющей тока короткого замыкания равен проекции на ось времени отрезка прямой, соединяющей концы векторов  $\dot{I}_{A(0)}$  и  $\dot{I}_A$ .

Из векторной диаграммы легко понять, что начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания  $i_{(0)} = I_{a(0)}$  зависит от параметров участка цепи, который при коротком замыкании остался присоединенным к источнику напряжения  $U$ , фазы возникновения короткого замыкания  $\alpha$ , а также от тока в цепи до короткого замыкания  $\varphi_{(0)}$  и сдвига по фазе  $\varphi_K$  этого тока по отношению к напряжению.

При некотором значении фазы возникновения короткого замыкания  $\varphi_K$ , когда прямая, соединяющая концы векторов  $\dot{I}_{A(0)}$  и  $\dot{I}_A$ , оказывается параллельной оси времени  $t$ , начальное значение апериодической составляющей  $i_{a0}$  максимально. Если же в момент короткого замыкания эта прямая перпендикулярна оси времени, то  $i_{a0} = 0$ , т.е. при этом условии сразу наступает установившийся режим.

Ток в цепи до короткого замыкания  $i_{(0)}$  и его фаза  $\varphi_{(0)}$  влияют на возникновение наибольшего начального значения апериодической составляющей, если до короткого замыкания нагрузка носила активно-емкостной характер, т.е. ток по фазе опережал напряжение. При этом начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания может превысить амплитуду периодической составляющей тока короткого замыкания. Однако случай, когда нагрузка носит активно-емкостной характер (например, при перекомпенсации), в электроэнергетических системах маловероятен [19]. Если не считаться с возможностью такого режима и при-



нять  $\varphi_K \approx 90^\circ$ , а также считать, что до короткого замыкания ток в цепи отсутствовал, то при этом начальные значения аperiodической и периодической составляющих тока короткого замыкания максимальны и по модулю равны, но противоположны по знаку (рис. 2.6), следовательно

$$i_{a0} = -i_{n0} = -I_m \sin(\alpha - \varphi_K). \quad (2.20)$$

В этом случае полный ток короткого замыкания можно определить по выражению

$$i = I_m \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) + I_m \sin(\alpha - \varphi_K) \cdot \exp(-t/T_a). \quad (2.21)$$

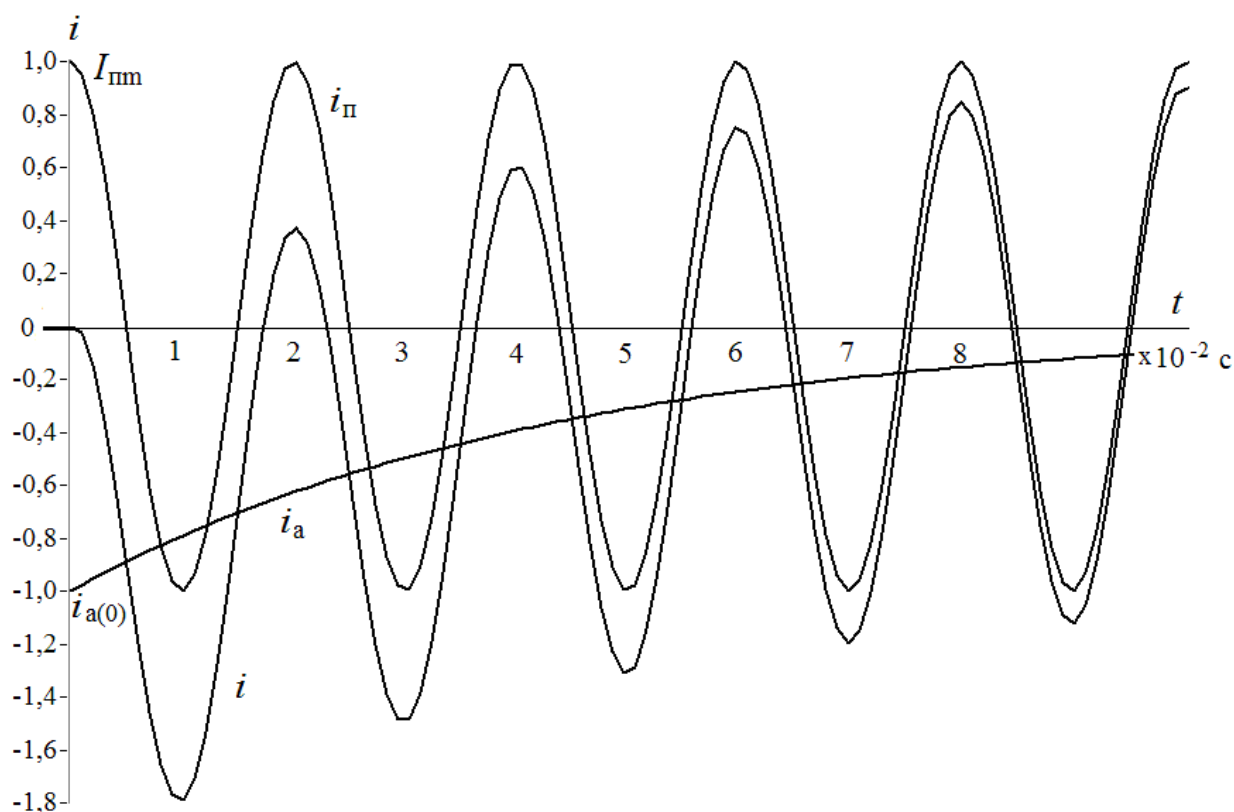


Рисунок 2.6 – Осциллограмма изменения во времени тока короткого замыкания и его составляющих

В соответствии с первым законом коммутации переход тока предшествующего режима (ток в ненагруженной цепи отсутствовал) в ток короткого замыкания описывается неразрывной кривой. Увеличение тока ненагруженной цепи до тока КЗ происходит без скачка и плавно, но достаточно быстро достигая максимума в пределах 0,01 секунды.

Кривые периодического и аperiodического тока являются составляющими неразрывной кривой и в сумме в любой момент времени определяют полный ток КЗ.

Периодическая составляющая ТКЗ  $i_n = f(t)$  симметрична относительно оси времени  $t$ . Значение амплитуды периодической составляющей  $I_{nm}$  не изменяется в течение всего процесса КЗ.

Рассматриваемое КЗ является *удаленным коротким замыканием* в электроустановке, поскольку амплитуда периодической составляющей ТКЗ  $I_{nm}$  данного источника питания  $G$  в начальный и в произвольный моменты времени одинакова.

Присутствие аperiodической составляющей ТКЗ искажает кривую тока КЗ  $i = f(t)$ , делая ее несимметричной относительно оси времени  $t$ . При этом линия  $i_a = f(t)$  сама является криволинейной осью симметрии кривой полного тока КЗ.

При затухании аperiodической составляющей ТКЗ кривая полного тока  $i = f(t)$  переходит в кривую периодической составляющей ТКЗ  $i_n = f(t)$ .

Начальные значения аperiodической составляющей тока КЗ в разных фазах в общем случае неодинаковы (рис. 2.7).

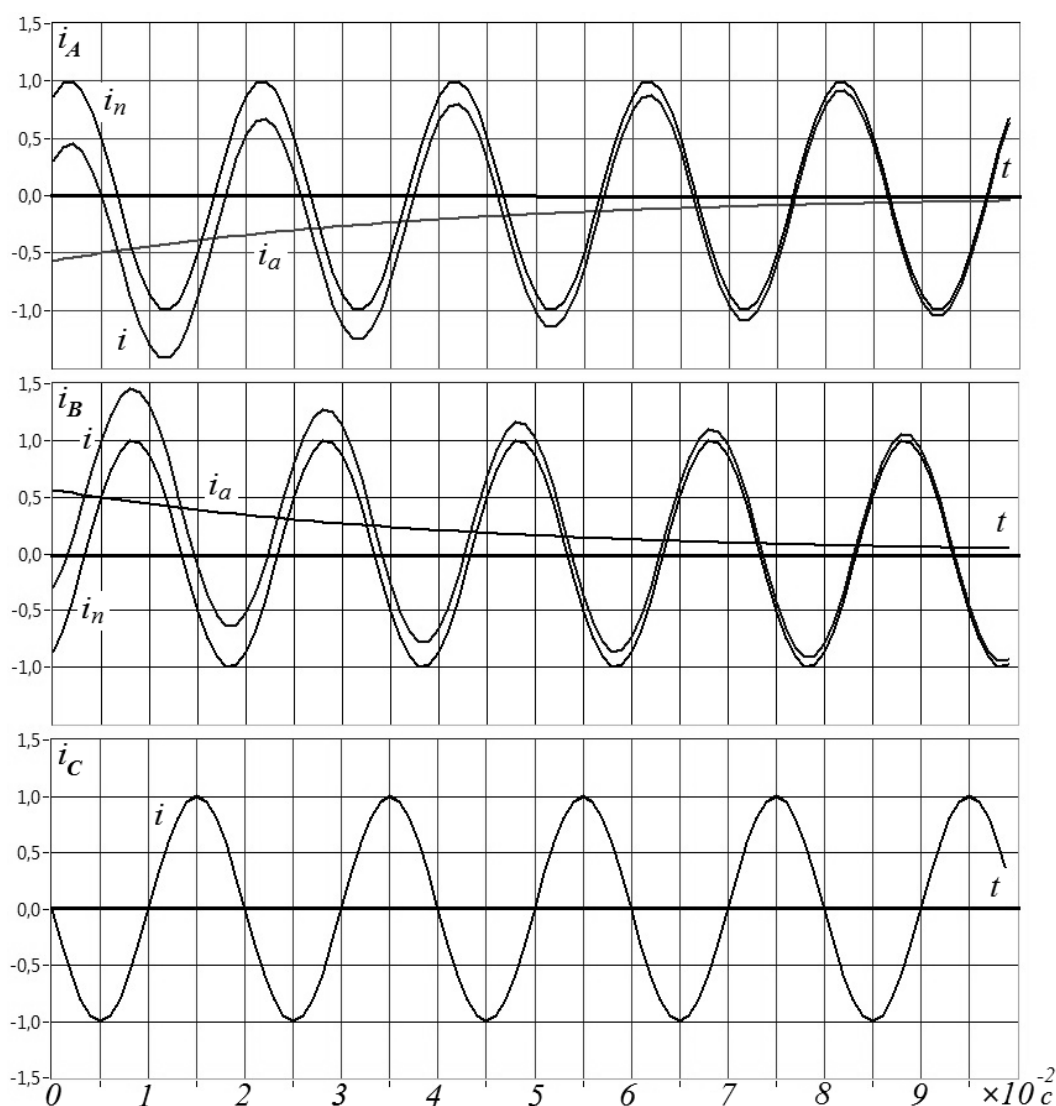


Рисунок 2.7 – Изменение во времени тока короткого замыкания и его составляющих в трех фазах

При определенном сочетании параметров короткозамкнутой цепи в одной из фаз (фазе С на рис. 2.7) может отсутствовать аperiodическая со-

ставляющая ТКЗ и по этой причине в начале переходного процесса не происходит увеличения полного тока КЗ.

Анализ динамики изменения токов короткого замыкания подтвердил неравномерность воздействия токов КЗ на фазы симметричной цепи.

Рассматривая переходный процесс, мы исходили из предположения его симметрии, т.е. *симметричного* короткого замыкания, при котором все фазы электроустановки находятся в одинаковых условиях. Однако, формулировка «симметричное короткое замыкание» является строгой в любой момент времени только применительно к периодическим составляющим ТКЗ в фазах или применительно к полному току КЗ в случае затухания апериодических составляющих ТКЗ.

#### 2.4. Ударный ток короткого замыкания и условия его возникновения

Изменения токов фаз в результате переходного процесса КЗ, приведенные на рис. 2.7, показывают, что при питании от источника напряжения  $U$  бесконечной мощности ( $S \rightarrow \infty$ ) амплитуда периодической составляющей ТКЗ  $I_{nm}$  неизменна. При этом, чем больше начальное значение апериодической составляющей ТКЗ  $i_{a(0)}$ , тем существеннее смещение кривой полного тока  $i$  относительно оси времени  $t$  и тем значительнее превышение полного ток КЗ, которое возникает через некоторое время после начала переходного процесса.

Максимальное значение полного тока КЗ возникает при амплитудном значении периодической составляющей ТКЗ  $I_m$  и как следует из (2.21) также зависит от наибольшего значения апериодической составляющей ТКЗ  $I_{a(0)}$ , которое определяется фазой включения  $a$  и фазой угла  $\varphi_K$ .

Определим условия возникновения максимального значения полного тока КЗ, которое называется *ударным током* короткого замыкания  $i_y$ .

Возникновение КЗ в предварительно ненагруженной активно-индуктивной электрической цепи (на холостом ходу) (рис. 2.8) принимается за расчетный режим, при котором периодическая составляющая тока КЗ проходит через положительный или отрицательный максимум.

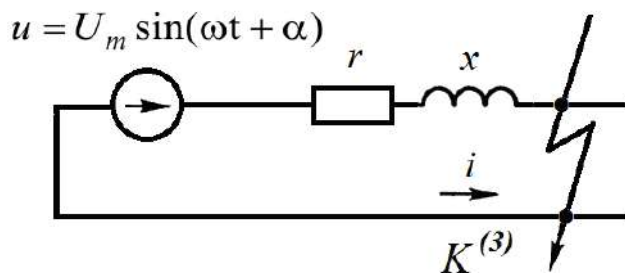


Рисунок 2.8 – Расчетная схема замещения одной из фаз ненагруженной активно-индуктивной цепи при трехфазном КЗ

В случае преобладания в цепи индуктивности ( $\varphi_{\kappa} \approx 90^0$ ) при трех-фазном КЗ в момент перехода напряжения одной из фаз через нуль начальное значение апериодической составляющей тока КЗ практически совпадает по амплитуде с периодической составляющей тока КЗ (рис. 2.9).

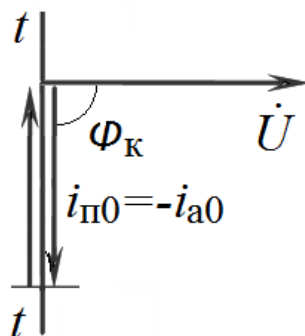


Рисунок 2.9 – Векторная диаграмма составляющих тока и напряжения ненагруженной активно-индуктивной цепи при КЗ ( $\alpha = 0$ ;  $\varphi_{\kappa} \approx 90^0$ )

Из рис. 2.10 видно, что полный ток КЗ будет наибольшим при выполнении следующих условий:  $\alpha = 0$ ,  $\varphi_{\kappa} \approx 90^0$ ,  $\varphi_{(0)} = 0$  (в предшествующем режиме цепь работала без нагрузки) и  $t = 0,01$  с.

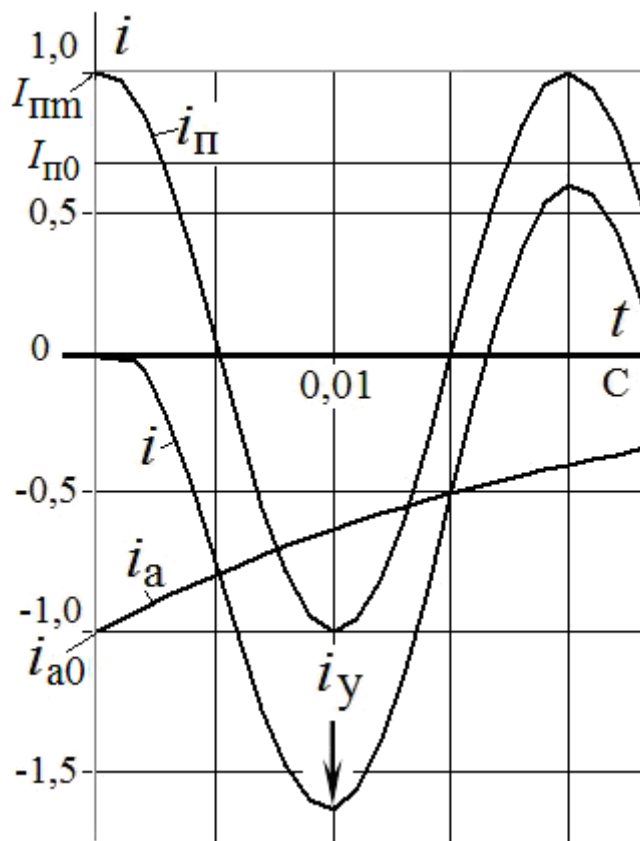


Рисунок 2.10 – Осциллограмма составляющих тока КЗ и возникновения ударного тока короткого замыкания

Подставляя значения найденных условий в уравнение (2.21), получим

$$i_y = I_{nm} + I_{nm} \exp(-0,01/T_a). \quad (2.22)$$

Преобразуем полученное выражение:

$$\begin{aligned} i_y &= I_{nm} + I_{nm} \exp(-0,01/T_a) = \\ &= I_{nm}(1 + \exp(-0,01/T_a)) = k_y I_{nm} = k_y \sqrt{2} I_{n0}, \end{aligned} \quad (2.23)$$

$$k_y = 1 + \exp(-0,01/T_a), \quad (2.24)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ;  $I_{n0} = I_{nm} / \sqrt{2}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ (см. рис. 2.10).

В нормативных документах, имеющих международный статус [7], ударный коэффициент тока КЗ  $k_y$  обозначается буквой греческого алфавита  $\kappa$  (каппа).

Ударный коэффициент показывает превышение ударного ТКЗ над амплитудой его периодической составляющей в начальный момент времени при  $t = 0,01$  с.

Установим границы возможного изменения ударного коэффициента тока КЗ  $k_y$  по формуле (2.24), подставляя граничные значения составляющих постоянной времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, определяемой по формуле (2.8).

Если  $L = 0$ ,  $T_a = L/r = 0$ , то  $k_y = 1$ .

Если  $r = 0$ ,  $T_a = L/r \rightarrow \infty$ , то  $k_y = 2$ .

Следовательно,

$$1 \leq k_y \leq 2.$$

Функциональная зависимость  $k_y = f(T_a)$  приведена на рис. 2.11. Средние значения отношения  $x/r$ , постоянной времени  $T_a$  и ударного коэффициента  $k_y$  приведены в табл. 2.1.

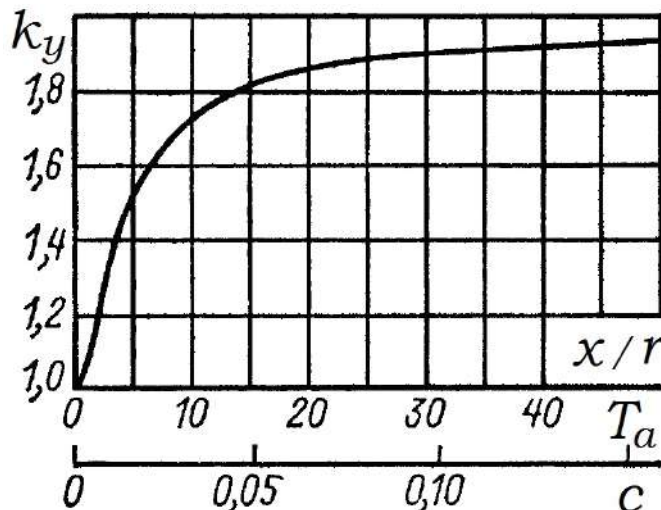


Рисунок 2.11 – График зависимости ударного коэффициента  $k_y$

от соотношения  $x/r$  и постоянной времени  $T_a$

Таблица 2.1

Средние значения отношения  $x/r$ , постоянной времени  $T_a$  и ударного коэффициента  $k_y$  для характерных ветвей, примыкающих к месту КЗ

Наименование ветви или место КЗ	$x/r$	$T_a$ , с	$k_y$
Ветвь генератор-трансформатор	30–50	0,1–0,2	1,9–1,95
КЗ за линейным реактором на подстанции; на отходящей линии 110 кВ	18–20	0,06	1,85
КЗ на присоединении распределительного устройства напряжением 6–10 кВ подстанции	15	0,05	1,8
КЗ за трансформатором мощностью 1000 кВ·А	6,3	0,02	1,6
Ветвь асинхронного двигателя	6,3	0,02	1,6
КЗ за кабельной линией 6–10 кВ	3	0,01	1,4
КЗ в электрической сети до 1 кВ	< 1	0	1

Итак, *ударный ток КЗ* – это наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания в одной из фаз трехфазной электрической сети, когда короткое замыкание происходит в момент прохождения напряжения этой фазы через нулевое значение, а до возникновения короткого замыкания ток в цепи отсутствовал [19].

В ЭЭС ударный ток КЗ  $i_y$  используется для проверки электрических аппаратов, шин и изоляторов на электродинамическую стойкость.

## 2.5. Приближенное определение периодической составляющей тока короткого замыкания

Для упрощения вычислений, связанных с расчетами токов короткого замыкания, найдем выражение для определения периодической составляющей ТКЗ в электрической цепи, состоящей из активного  $r$  и индуктивного сопротивлений  $x$  (рис. 2.12, а)

$$I_{nm} = U_m / z, \quad (2.25)$$

где  $z = \sqrt{x^2 + r^2}$  – полное сопротивление цепи.

Зашунтируем или исключим активное сопротивление  $r$ , тогда ток в цепи (рис. 2.12, б) увеличится до значения

$$I_{r=0} = U_m / x. \quad (2.26)$$

Найдем отношение токов, используя (2.25) и (2.26),

$$\frac{I_{r=0}}{I_{nm}} = \frac{z}{x} = \sqrt{1 + (r/x)^2}. \quad (2.27)$$



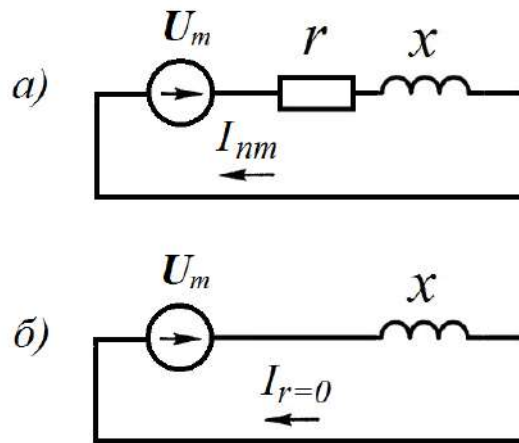


Рисунок 2.12 – Схемы замещения электрической цепи:

*а* – с учетом всех составляющих сопротивлений;

*б* – без учета активного сопротивления

Обычно считается, что погрешность технических расчетов не должна превышать 10 %. Пусть увеличение ТКЗ при исключении активного сопротивления составит 5 % – половину погрешности технических расчетов, тогда значение отношения по (2.27) составит

$$\frac{I_{r=0}}{I_{nm}} = \sqrt{1 + (r/x)^2} = 1,05.$$

Определим отношение  $r/x$  при котором выполняется это условие:

$$r/x = \sqrt{1,05^2 - 1} = 0,32 < 1/3.$$

Следовательно, при определении периодической составляющей ТКЗ  $I_{nm}$  можно пренебречь активным сопротивлением цепи, если

$$x/r > 3.$$

В этом случае погрешность в определении  $I_{nm}$  будет не более 5 %, а ТКЗ получается больше фактического значения. Такой подход позволяет значительно упростить схемы и расчеты ТКЗ.

Рассмотренное приближенное определение периодической составляющей ТКЗ используется для расчетов в электрических сетях напряжением выше 1 кВ, когда выполняется неравенство  $x/r > 3$  – превышение индуктивного сопротивления над активным.

Для сетей напряжением до 1 кВ, как правило, выполняется обратное неравенство  $r/x > 3$ . В этом случае для упрощения расчетов можно пренебречь индуктивным сопротивлением.

Соотношения индуктивных и активных сопротивлений для некоторых электроустановок приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Соотношения индуктивных и активных сопротивлений	
Наименование электроустановки	$x/r$
Турбогенераторы	15 – 150
Гидрогенераторы	40 – 90
Силовые трансформаторы	7 – 50
Реакторы 6–10 кВ	15 – 80
Воздушные линии электропередачи	2 – 8
Кабельные линии 6–10 кВ	0,2 – 0,8
Комплексная нагрузка	2,5

## 2.6. Моделирование переходных процессов

Во время переходных процессов в электроэнергетической системе происходят изменения ЭДС, токов, напряжений, угловых скоростей роторов и механических моментов вращающихся машин. Одновременно изменяются уровни энергии, запасенной во всех электрических и механических элементах системы. Проведение исследований этих процессов удобно проводить с помощью моделей. Для электроэнергетики это представляет особый интерес, так как открываются возможности для проведения анализа сложных процессов, разложения этих процессов на составляющие и осуществления целенаправленного их изменения в желаемом направлении. Применение моделей в экстремальных задачах создает возможность эффективной автоматизации управления нормальными и аварийными условиями, а также весьма успешно используется в научных исследованиях сложных переходных процессов.

Метод моделирования – один из результативных методов научного исследования, который в последние годы получил широкое распространение и с успехом применяется в электроэнергетике.

В научном исследовании под моделью понимается некоторая искусственно созданная исследователем система, которая в определенном отношении сходна с исследуемым объектом, т. е. воспроизводит его характерные черты и явления, происходящие в натуральных условиях. Метод моделирования – это исследование объекта или явления не в натуральных условиях, а на модели этого объекта или явления. Моделирование применяется обычно в тех случаях, когда исследование непосредственно на объекте почему-либо затруднительно, неудобно или опасно.

Адекватное описание переходных процессов обычно выполняется с помощью процедуры моделирования – создания описания системы, как совокупности взаимодействующих компонентов и взаимосвязей между ними. Для этого используются различные виды моделирования.

**Аналитическое моделирование.** Аналитическое моделирование характеризуется тем, что процессы функционирования элементов системы записываются в виде некоторых функциональных соотношений или логических условий. Аналитическая модель может быть исследована следующими методами:

а) *аналитическим*, когда стремятся получить в общем виде явные зависимости для искомых характеристик;

б) *численным*, когда, затруднительно решать уравнения в общем виде, но возможно получить числовые результаты при конкретных начальных данных;

в) *качественным*, когда, не имея решения в явном виде, можно найти некоторые свойства решения, например, оценить устойчивость системы при электромеханическом переходном процессе.

Наиболее полное исследование процесса функционирования системы можно провести, если известны явные зависимости, связывающие искомые характеристики с начальными условиями, параметрами и переменными системы. Однако такие зависимости удастся получить только для сравнительно простых электрических систем. При усложнении систем исследование их аналитическим методом наталкивается на значительные трудности, которые часто бывают непреодолимыми. Поэтому, желая использовать **аналитический метод**, в этом случае идут на существенное упрощение первоначальной модели, чтобы иметь возможность изучить хотя бы общие свойства системы.

Например, для простейшей короткозамкнутой цепи описание изменения апериодической составляющей ТКЗ определяется выражением (2.7).

В сложных разветвленных цепях начальные условия для апериодических составляющих ТКЗ каждой ветви являются функциями параметров многих элементов схемы. Общий аналитический путь решения в этих условиях требует больших вычислительных затрат, поэтому для практических расчетов рекомендуется модель, содержащая одну эквивалентную экспоненту

$$i_2 = I_{a(0)\varepsilon} \exp(-t/T_{a\varepsilon}), \quad (2.28)$$

с эквивалентной постоянной времени

$$T_{a\varepsilon} = x_\Sigma / (\omega r_\Sigma), \quad (2.29)$$

где  $I_{a(0)\varepsilon} = I_{nm}$  – определяется по начальному значению периодической составляющей ТКЗ;  $x_\Sigma$  – суммарное индуктивное сопротивление схемы, найденное при  $r = 0$ ;  $r_\Sigma$  – активное суммарное сопротивление схемы, найденное при  $x = 0$ .

Суммарные сопротивления  $x_\Sigma$  и  $r_\Sigma$  определяются в предположении, что каждый из элементов электрической системы вводится в схему своим индуктивным, либо активным сопротивлением, что, как правило, не используется в теоретической электротехнике, но считается приемлемым допущением на практике.

В предварительных расчетах  $T_{a\varepsilon}$  не вычисляется, а принимается по справочным средним значениям совместно с ударным коэффициентом  $k_y$ , например:

- выводы турбогенератора –  $k_y = 1,91$ ,  $T_{a\varepsilon} = 0,08$  с;
- сеть напряжением выше 1 кВ –  $k_y = 1,8$ ,  $T_{a\varepsilon} = 0,045$  с;
- сеть напряжением до 1 кВ –  $k_y = 1,0$ ,  $T_{a\varepsilon} = 0$ .

Такое использование упрощенной аналитической модели помогает получить предварительные ориентировочные результаты для последующего получения более точных оценок другими методами.

**Численный метод** позволяет исследовать по сравнению с аналитическим методом более широкий класс систем, но при этом полученные решения носят частный характер, соответствующий конкретным параметрам режима, системы и состояния.

В отдельных случаях проектировщика системы электроснабжения могут удовлетворить и те выводы, которые можно сделать при использовании **качественного метода** анализа математической модели. В настоящее время распространены методы компьютерной реализации исследования характеристик процесса функционирования сложных систем, для чего используются соответствующие моделирующие имитационные алгоритмы.

**Имитационное моделирование.** При имитационном моделировании реализующий модель алгоритм воспроизводит процесс функционирования электрической системы во времени, причем имитируются элементарные явления, составляющие процесс, с сохранением их логической структуры и последовательности протекания во времени, что позволяет по исходным данным получить сведения о состояниях процесса в определенные моменты времени, дающие возможность оценить характеристики системы.

В настоящее время имитационное моделирование, например с помощью программного комплекса LabVIEW (лабораторного виртуального инструмента создания автоматизированного рабочего места) [33], позволяет исследовать сложные электрические системы с целью получения информации о ее поведении, особенно на этапе проектирования (рис. 2.13).

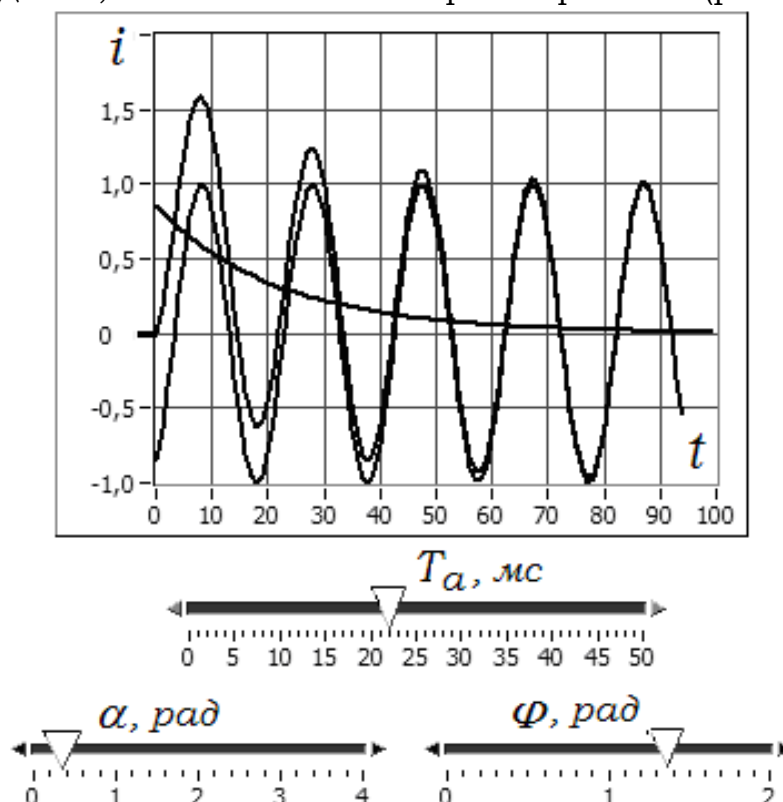


Рисунок 2.13 – LabVIEW-модель составляющих тока короткого замыкания

Имитационные модели позволяют достаточно просто учитывать такие факторы, как наличие дискретных и непрерывных элементов, нелинейные характеристики элементов системы, многочисленные случайные воздействия, которые часто создают трудности при аналитических исследованиях.

Основным преимуществом имитационного моделирования по сравнению с аналитическими моделями является возможность решения более сложных задач. Метод имитационного моделирования позволяет решать задачи анализа сложных систем, включая задачи оценки: вариантов структуры системы, эффективности различных алгоритмов управления системой, влияния изменения различных параметров системы. Имитационное моделирование может быть положено также в основу функционального синтеза больших систем, когда требуется создать систему, с заданными характеристиками при определенных ограничениях, которая является оптимальной по некоторым критериям оценки эффективности.

**Комбинированное (аналитико-имитационное) моделирование** позволяет объединить достоинства аналитического и имитационного моделирования. Например, для анализа начала переходного процесса КЗ при  $t = 0$  наряду с рассмотрением аналитических выражений в теоретической электротехнике осуществляется их представление с помощью векторных диаграмм (рис. 2.14), поскольку любую синусоидальную значение можно представить вращающимся вектором.

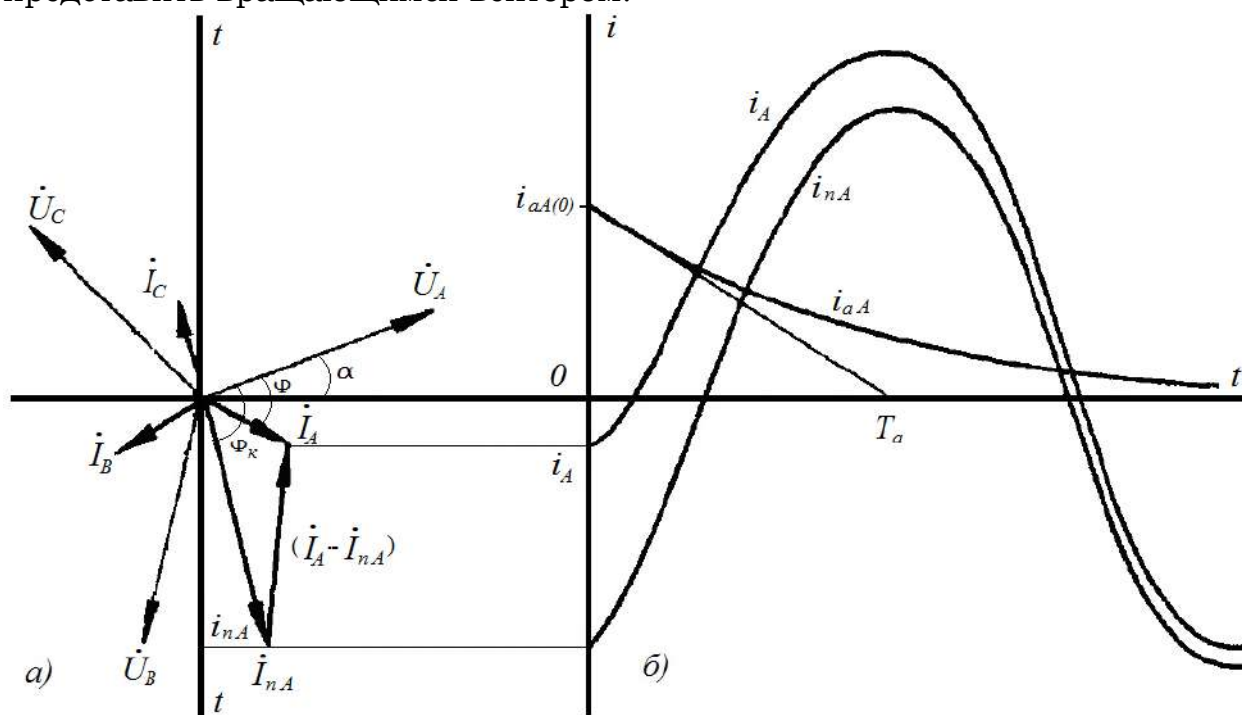


Рисунок 2.14 – Векторная диаграмма (а) и составляющие тока (б) моделируемого переходного процесса КЗ

Горизонтальная ось является осью отсчета углов, а вертикальная ось  $tt$  – неподвижной осью времени. Проекции рассматриваемого вектора на неподвижную ось времени дают мгновенные значения моделируемой значения.

Нормальный режим, предшествующий КЗ, характеризуется векторами напряжения  $\dot{U}_A$ ,  $\dot{U}_B$ ,  $\dot{U}_C$  и тока  $\dot{I}_A$ ,  $\dot{I}_B$ ,  $\dot{I}_C$ . Положение вектора  $\dot{U}_A$  для момента  $t = 0$  определяется углом  $\alpha$  – фазой включения короткого замыка-

ния. Положение вектора  $\dot{I}_A$  связано с вектором напряжения  $\dot{U}_A$  и углом  $\varphi$ . Векторы напряжений фаз А, В, С симметричны и имеют относительным сдвиг в  $120^\circ$ ; что относится и к векторам токов.

В режиме КЗ в левой части схемы (рис. 2.12) векторы  $\dot{I}_{nA}$ ,  $\dot{I}_{nB}$ ,  $\dot{I}_{nC}$  характеризуют периодические составляющие тока. По значению они превышают векторы тока нормального режима и сдвинуты относительно векторов напряжения на угол  $\varphi_1$ . Положению векторов напряжения и тока также соответствует время  $t = 0$ .

Поскольку мгновенные значения периодических токов  $i_A$  и  $i_{nA}$  являются проекцией соответственно векторов на ось времени, то начальное значение апериодического тока можно рассматривать как проекцию вектора  $(\dot{I}_A - \dot{I}_{nA})$  на ту же ось. В зависимости от фазы включения начальное значение тока  $\dot{I}_{A(0)}$  может изменяться от наибольшего значения, когда вектор  $(\dot{I}_A - \dot{I}_{nA})$  параллелен оси  $tt$  до нуля, когда этот вектор перпендикулярен оси.

При построении комбинированных моделей проводится предварительная декомпозиция процесса функционирования объекта на составляющие подпроцессы и для тех из них, для которых это возможно, используются аналитические модели, а для остальных подпроцессов строятся имитационные и экспертные модели.

Поскольку функциональные зависимости параметров электрооборудования сложны и для конкретного вида электрооборудования электрохозяйств, как правило, полностью математически не определены или неизвестны, то эффективно используется как информационная модель объекта (процесса), так и модель процесса управления объектом (процессом). Тогда диагностируемые режимы можно интерпретировать уравнениями в нечетко-множественном виде. Такой комбинированный подход позволяет охватить качественно новые классы систем и переходных процессов, которые не могут быть исследованы с использованием только аналитического и имитационного моделирования в отдельности.

### **Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования**

1. При наличии каких элементов в электрической цепи могут возникать переходные процессы?
2. Какие физические процессы происходят в электрической цепи в начале переходного процесса в момент коммутации?
3. Какие физические процессы происходят в электрической цепи по окончании переходного процесса и чем они определяются?
4. В чем состоит задача исследования переходных процессов?
5. Что определяет возможность использования принципа суперпозиции для анализа переходных токов?
6. Как определяются постоянные интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих электрические цепи?
7. Как определяются *независимые* начальные условия для дифференциальных уравнений, описывающих электрические цепи?
8. Как определяются *зависимые* начальные условия для дифференциальных уравнений, описывающих электрические цепи?



9. Что называется источником бесконечной мощности для электрической цепи?
10. Какие факторы влияют на значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания?
11. Чему равна апериодическая составляющая тока короткого замыкания в первый момент времени короткого замыкания для двух фаз, если в третьей фазе ток равен нулю?
12. Что является осью симметрии кривой полного тока короткого замыкания от начала до установившегося периода короткого замыкания?
13. От чего зависит изменение амплитуды апериодической и периодической составляющих тока короткого замыкания?
14. Как изменяется амплитуда огибающей полного тока короткого замыкания в зависимости от мощности и конструкции (типа) источника питания?
15. Какими показателями характеризуется удаленное короткое замыканием в электроустановке
16. Каковы соотношения между начальными значениями периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания, чему равна их сумма?
17. При определенном сочетании каких параметров короткозамкнутой цепи в одной из фаз может отсутствовать апериодическая составляющая тока короткого замыкания?
18. Какие факторы и как влияют на ударный ток короткого замыкания?
19. Чему равняется расчетное значение времени возникновения ударного тока короткого замыкания?
20. При каких значениях угла (фазы включения)  $\alpha$  полный ток короткого замыкания будет наибольшим и наименьшим?
21. При каких значениях параметров короткозамкнутой цепи ударный коэффициент принимает наибольшее и наименьшее значения?
22. Каков диапазон изменения ударного коэффициента для электрических цепей?
23. При каком условии можно пренебречь активным сопротивлением в сети напряжением свыше 1 кВ с погрешностью расчетов не более 5 %?
24. В каких случаях можно пренебрегать активным или индуктивным сопротивлением короткозамкнутой цепи?
25. Как определяется эквивалентная постоянная времени для сложной разветвленной цепи?
26. В чем особенности моделирования переходных процессов в электроэнергетике?
27. Какими особенностями обладает аналитическое моделирование?
28. В чем отличие численного метода по сравнению с аналитическим моделированием?
29. Каковы преимущества имитационного моделирования по сравнению с аналитическими методами?
30. В каких случаях применяется комбинированное (аналитико-имитационное) моделирование переходных процессов?

## **Глава 3. ОБЩАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТОКОВ СИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ**

### **3.1. Порядок расчета токов короткого замыкания. Расчетные схемы**

Расчет электромагнитного переходного процесса обычно включает вычисление токов и мощности в рассматриваемой схеме при заданных условиях. В соответствии с общепринятой методикой расчет токов при трехфазном коротком замыкании выполняется в следующем порядке:

- 1) для рассматриваемой СЭС на основе принципиальной схемы (рис. 3.1) составить расчетную схему (рис. 3.2);
- 2) на расчетной схеме согласно п. 1.8 показать точки КЗ;
- 3) по расчетной схеме составить схемы замещения для максимально-го и минимального режимов (в ряде случаев это может быть одна схема замещения);
- 4) путем последовательного преобразования упростить схему замещения;
- 5) по закону Ома определить начальное (сверхпереходное) значение периодической составляющей ТКЗ;
- 6) определить апериодические составляющие ТКЗ для каждой ветви схемы или найти эквивалентное значение;
- 7) рассчитать ударный ток КЗ и его действующее значение;
- 8) рассчитать мощность короткого замыкания.

Расчет ТКЗ проводится с учетом рассмотренных в п. 1.9 допущений.

Рассмотрим более подробно методику расчета токов при симметричных коротких замыканиях.

**Расчетная схема системы электроснабжения** (рис. 3.2) представляет собой упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов электроустановки и примыкающей части энергосистемы с указанием их параметров, которые влияют на значение тока КЗ. Значения активных сопротивлений (переменному току) различных элементов расчетной схемы могут приниматься равными сопротивлениям постоянному току, приведенным в справочниках.

Как правило, расчет ТКЗ производится не только для нормальной схемы, но и в ремонтном режиме, когда часть электрооборудования отключена.

Все элементы короткозамкнутой цепи считаются симметричными. Нарушение симметрии может происходить только в месте КЗ, поэтому расчетная схема выполняется в однолинейном отображении.

На расчетной схеме указываются номинальные параметры: напряжения, мощности, параметры линий электропередач, а также показываются расчетные точки короткого замыкания.

Расчетное напряжение каждой ступени трансформации принимается на 5% выше номинального напряжения сети.

Для схем СЭС напряжением выше 1 кВ выключатели, отделители, разъединители, другие коммутационные элементы и трансформаторы тока не показываются.

Следует учитывать влияние на токи КЗ присоединенных к рассматриваемой сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных

электродвигателей. Считается, что ток подпитки от электродвигателей возникает при непосредственном трехфазном КЗ на их зажимах (напряжение  $U_{\kappa}^{(3)} = 0$ ).

В расчетной схеме АД не показываются если:

- единичная мощность АД не превышает 100 кВт,
- АД отделены от места КЗ одной ступенью трансформации.

Поскольку АД *M1* (см. рис. 3.2) отделен от места КЗ точки КЗ одной ступенью трансформации, то эта ветвь на расчетной схеме не показывается. По этой же причине АД *M2* не оказывает подпитки точки КЗ *K4*.

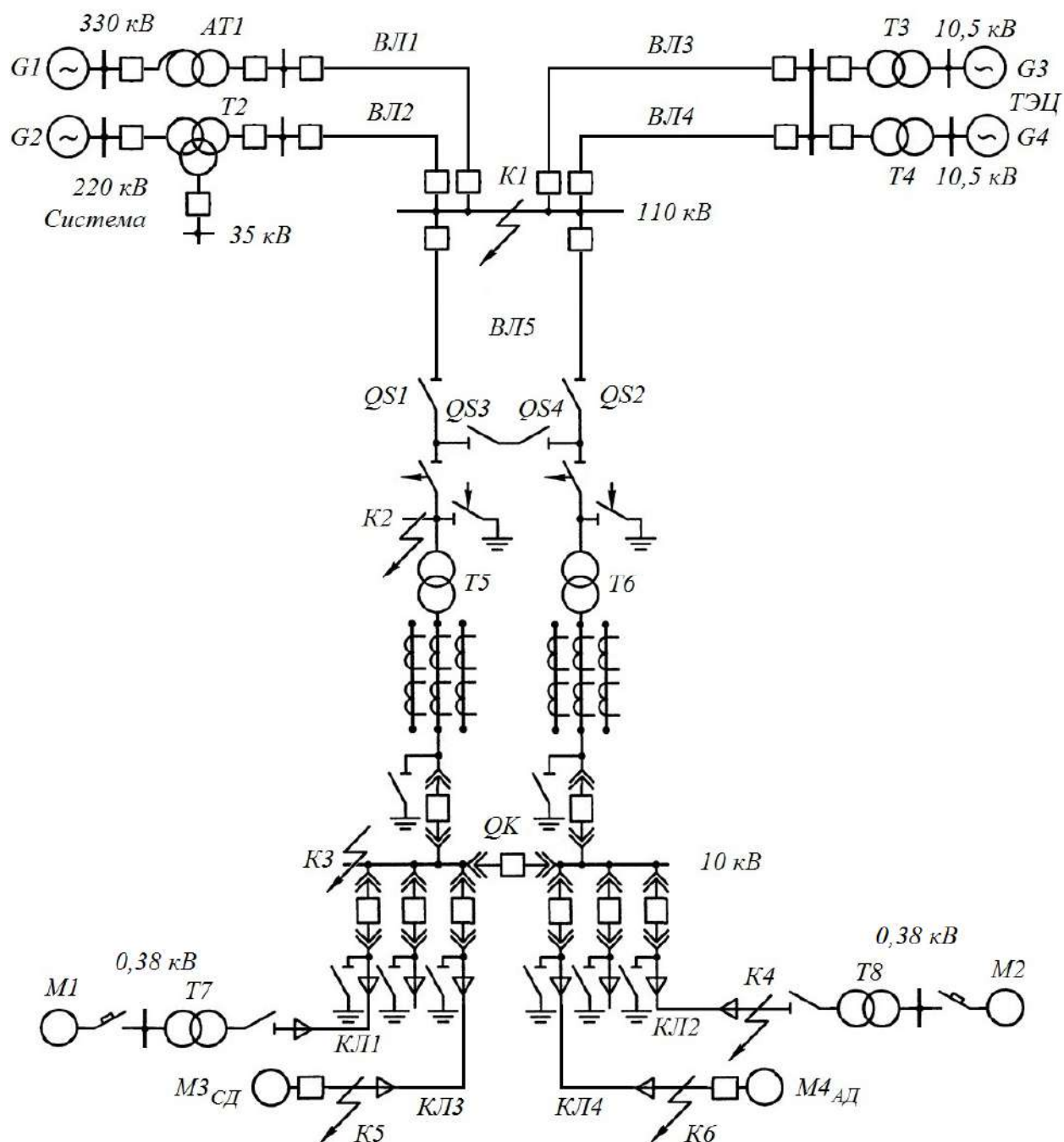


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема системы электроснабжения

При анализе схем подпитки не учитывается влияние на токи КЗ подпитки от статических электроприемников (силовых трансформаторов,

электрических нагревателей, ламп накаливания и др.) и конденсаторных батарей параллельной компенсации.

В схемах СЭС напряжением до 1 кВ необходимо показать контактные соединения, трансформаторы тока, рубильники, магнитные пускатели, контакторы и автоматы.

При отсутствии данных о фактических коэффициентах трансформации силовых трансформаторов  $T$  и автотрансформаторов  $AT$  допускается использовать приближенный способ их учета. Он состоит в замене фактических коэффициентов трансформации отношением средних напряжений  $U_{cp}$  сетей соответствующих ступеней напряжения. При этом рекомендуется использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений электрических сетей: 6,3; 10,5; 37; 115; 230; 340, 515 кВ и генераторов: 11; 13,8; 15,75; 18; 20 и 24 кВ. Считается, что номинальное напряжение  $U_{ном}$  всех элементов СЭС равно соответствующему среднему напряжению  $U_{cp}$ .

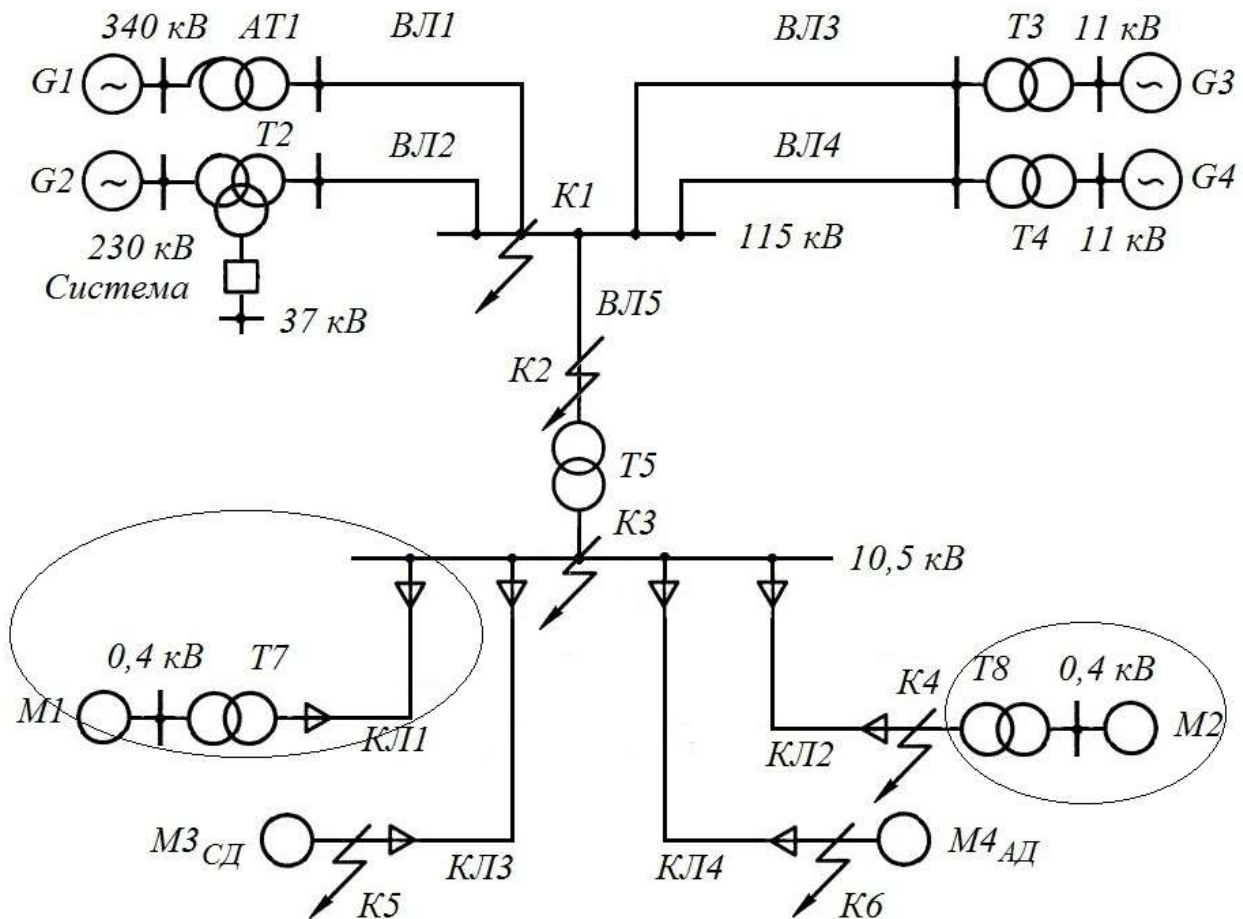


Рисунок 3.2 – Расчетная схема системы электроснабжения

Решение проектных задач выбора и проверки электрических аппаратов и проводников по условию КЗ требует учета на расчетной схеме перспективы развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми электрически связывается рассматриваемая установка, не менее чем на 5 лет от запланированного срока ввода ее в эксплуатацию. При этом рассматривается максимальный режим работы питающей энергосистемы: наибольшее количество источников подпитки места короткого замыкания, например, высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей;

наибольшее количество параллельных элементов электрической сети; наименьшее число последовательно соединенных элементов между источниками питания и местом КЗ.

В случае раздельного питания и секционирования ВЛ и сборных шин максимальный режим для точек КЗ КЗ–К6, представленный на расчетной схеме (рис. 3.2), будет при параллельной работе цепей ВЛ5 (включены все разъединители  $QS1-QS4$ ), одном отключенном трансформаторе  $T1$  или  $T2$  и включенном секционном выключателе  $QK$ . Для точки КЗ К2 максимальный режим будет в одной цепи ВЛ5 (разъединитель  $QS1$  включен, разъединители  $QS2-QS4$  отключены).

### 3.2. Составление и преобразование схем замещения

**Составление схем замещения.** Схема замещения по исходным данным соответствует расчетной схеме и представляет собой совокупность соединенных схем замещения отдельных элементов в виде соответствующих сопротивлений (рис. 3.3). Все сопротивления соединяются между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме, а трансформаторные связи заменяются электрическими.

Каждому сопротивлению схемы замещения присваивается определенный номер или индекс, которые сохраняются до конца расчета. Номер сопротивления и при необходимости его численное значение проставляются около соответствующего элемента в виде дроби: числитель – номер сопротивления или его индекс, знаменатель – числовое значение в относительных или именованных единицах, например  $x_* \frac{G2}{1,0}$ .

При составлении схемы замещения используются необходимые допущения:

- допускается упрощать удаленную от места КЗ часть электроэнергетической системы, представляя ее на схеме в виде эквивалентных ЭДС и сопротивлений (например  $E_{G1}$ ,  $E_{G2}$  и  $x_{G1}$ ,  $x_{G2}$  на рис. 3.3);

- в электроустановках напряжением выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов;

- не учитываются намагничивающие токи силовых трансформаторов, автотрансформаторов и электрических машин, поэтому в их индивидуальных схемах замещения не изображается ветвь намагничивания (например  $x_{AT1}$ ,  $x_{T2}-x_{T5}$  и  $x_{M3}$ ,  $x_{M4}$  на рис. 3.3). Это допущение позволяет считать постоянными и независящими от тока индуктивные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;

- можно не показывать сопротивлений, изображающих поперечную емкость и проводимости на землю воздушных линий напряжением 110–220 кВ длиной до 200 км и напряжением 330 кВ при длине не более 150 км;

- активное сопротивление  $r$  следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных линий малых сечений с большим активным сопротивлением (например  $z_{KL2}-z_{KL4}$  на рис. 3.3), при соотношении  $x/r < 3$ ;

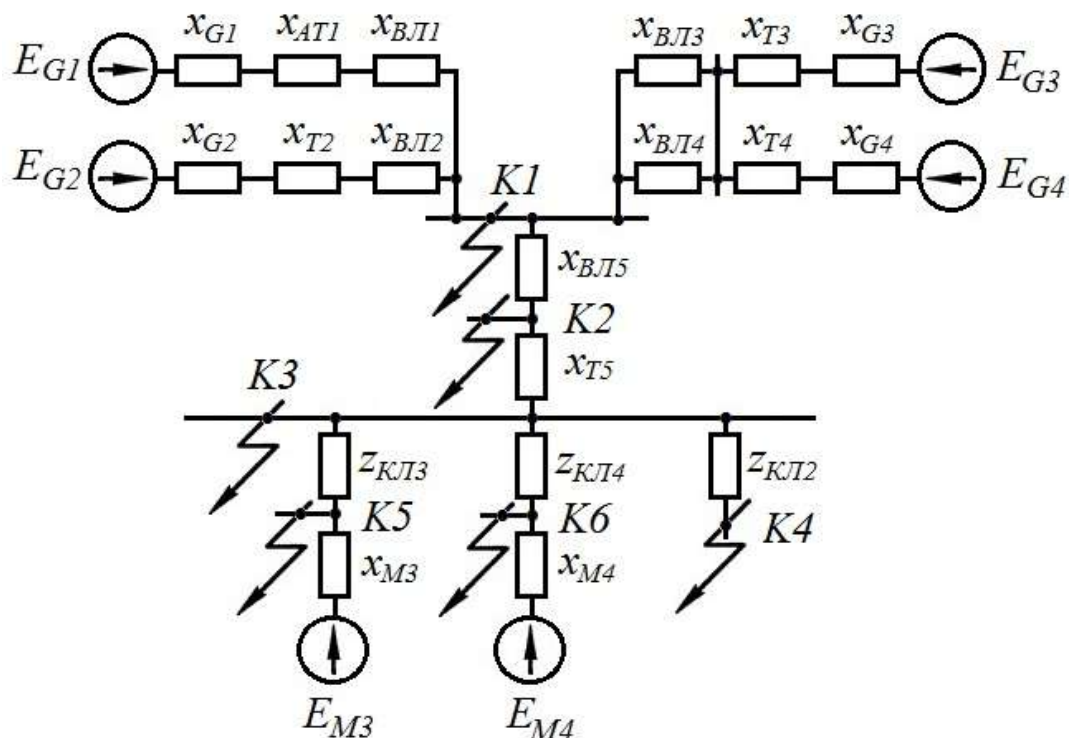


Рисунок 3.3 – Схема замещения для максимального режима ТКЗ в точке К2 и минимального режима ТКЗ в точках К3–К6, соответствующая расчетной схеме, изображенной на рис. 3.2

- при расчете максимального значения тока КЗ сопротивление места КЗ принимается равным нулю и не показывается, КЗ считается металлическим;
- при расчете минимального значения тока КЗ для произвольного момента времени рекомендуется показывать сопротивление электрической дуги в месте КЗ;
- в электроустановках напряжением до 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует изображать индуктивные  $x$  и активные сопротивления  $r$  всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи;
- можно не показывать сопротивления одного вида (активные или индуктивные), если при этом полное сопротивление цепи  $z$  уменьшается не более чем на 10%.

**Преобразование схемы замещения** выполняется с целью ее упрощения. Преобразование схемы замещения к наиболее простому (эквивалентному) виду сводится к тому, чтобы каждый источник питания или подпитки был связан с местом КЗ через одно результирующее сопротивление. Полученная путем окончательного преобразования схема замещения содержит несколько генерирующих ветвей, например, питающихся от: электрической системы, ТЭЦ, с подпиткой от синхронных и асинхронных двигателей, комплексной нагрузки.

При упрощении схемы замещения используется ряд последовательных операций, основанных на различных методах преобразования.

Для каждой точки КЗ составляется отдельная эквивалентная схема замещения.



### 3.3. Методы преобразования схем замещения

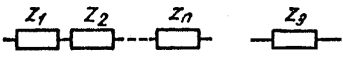
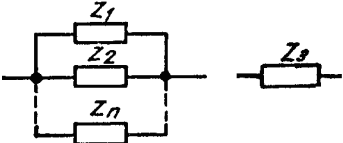
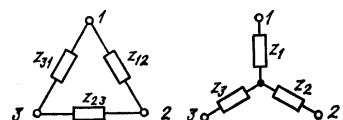
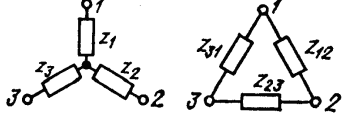
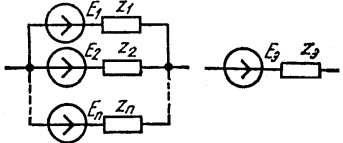
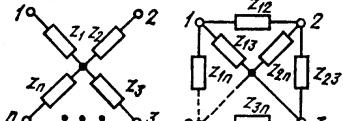
Для практических расчетов наиболее часто используются следующие методы преобразования схем замещения:

- 1) замена нескольких сопротивлений, соединенных последовательно или параллельно, одним эквивалентным;
- 2) преобразование сопротивлений в эквивалентные треугольник или звезду;
- 3) преобразование многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями;
- 4) замена нескольких источников питания эквивалентным.

Согласно принятым допущениям в схемах замещения сетей напряжением выше 1 кВ оставим только реактивные сопротивления.

Методы преобразования 1–4 и основные расчетные формулы не требуют особых пояснений и сведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Эквивалентные преобразования схем замещения		
Вид преобразования	Схема исходная – эквивалентная	Эквивалентные соотношения
Последовательное соединение		$Z_9 = \sum_{k=1}^n Z_k$
Параллельное соединение		$Z_9 = 1 / \sum_{k=1}^n (1/Z_k)$
Треугольник в звезду		$Z_{123} = Z_{12} + Z_{23} + Z_{31};$ $Z_1 = Z_{12} Z_{31} / Z_{123};$ $Z_2 = Z_{12} Z_{23} / Z_{123};$ $Z_3 = Z_{23} Z_{31} / Z_{123}$
Звезда в треугольник		$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_3;$ $Z_{23} = Z_2 + Z_3 + Z_2 Z_3 / Z_1;$ $Z_{31} = Z_3 + Z_1 + Z_3 Z_1 / Z_2$
Замена группы источников одним эквивалентным		$E_9 = Z_9 \sum_{k=1}^n E_k / Z_k$ $Z_9 = 1 / \sum_{k=1}^n (1/Z_k)$ <p>При двух ветвях</p> $E_9 = \frac{E_1 Z_2 + E_2 Z_1}{Z_1 + Z_2}$
Многолучевая звезда в многоугольник с диагоналями		$Z_{12} = Z_1 Z_2 Y_{1-n};$ $Z_{23} = Z_2 Z_3 Y_{1-n};$ $\dots$ $Z_{(k-1)k} = Z_{k-1} Z_k Y_{1-n};$ <p>где <math>Y_{1-n} = 1 / \sum_{k=1}^n (1/Z_k)</math></p>

В процессе преобразования схем замещения часто возникает задача объединения нескольких источников в одну генерирующую ветвь. Это объединение осуществляется с учетом удаленности источников от места КЗ. Все генераторы, значительно удаленные от места КЗ, и остальная часть энергосистемы заменяются одним источником с номинальной мощностью, равной суммарной мощности всех источников данной ветви с неизменным напряжением.

Электрическая удаленность расчетной точки КЗ от источника питания оценивается по отношению действующего значения периодической составляющей тока источника  $I_{n0}$  в начальный момент КЗ к его номинальному току  $I_{ном}$ . КЗ считается близким, если отношение  $I_{n0}/I_{ном} > 2$ .

Если имеется несколько однотипных генераторов, одинаково расположенных по отношению к месту КЗ, их целесообразно объединить в один эквивалентный источник. Для этого используется метод совмещения точек одинакового потенциала. Для более сложных схем применяется метод коэффициентов токораспределения.

**Совмещение точек одинакового потенциала.** В практике преобразования сложных схем замещения часто встречается симметрия схемы относительно места КЗ или какого-либо участка схемы относительно некоторой точки. Использование таких исходных данных позволяет применить простой, но эффективный метод преобразования.

Рассмотрим метод преобразования на примере участка расчетной схемы СЭС (рис. 3.3). Например, в схеме (рис. 3.4, а) генерирующие ветви  $E_{G3}$ ,  $x_{G3}$ ,  $x_{T3}$  и  $E_{G4}$ ,  $x_{G4}$ ,  $x_{T4}$  (рис. 3.4, а) имеют одинаковые напряжения источников питания  $E_{G3} = E_{G4} = 11 \text{ кВ}$ .

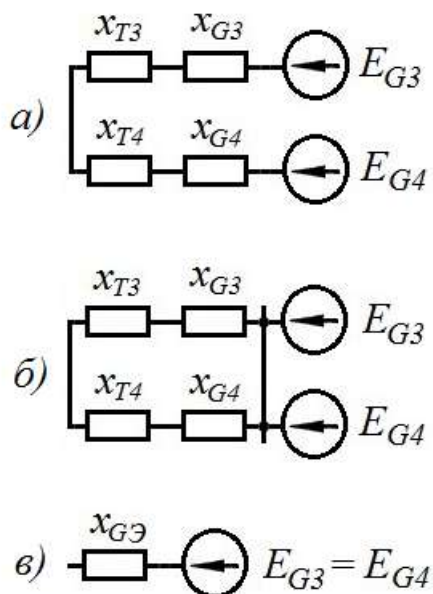


Рисунок 3.4 – Преобразование схемы замещения: а – исходная схема замещения; б – схема замещения, полученная в результате соединения точек одинакового потенциала; в – эквивалентная схема замещения

Если потенциалы точек одинаковы, то их можно соединить между собой (рис. 3.4, б), при этом режим работы электрической цепи не изме-

нится. Дальнейшее преобразование полученной схемы значительно упрощает ее

$$x_{G_{эк}} = \frac{(x_{T3} + x_{G3})(x_{T4} + x_{G4})}{x_{T3} + x_{G3} + x_{T4} + x_{G4}}; \quad E_{G3} = E_{G4}$$

до эквивалентной схемы замещения (рис. 3.4, в).

**Использование метода эквивалентного преобразования.** Часто встречается задача преобразования связанных генерирующих ветвей в схемах замещения. Например, токи КЗ от источников  $E_1$ ,  $E_2$  и  $E_3$  в схеме (рис. 3.5, а) проходят через общее сопротивление  $x_4$ .

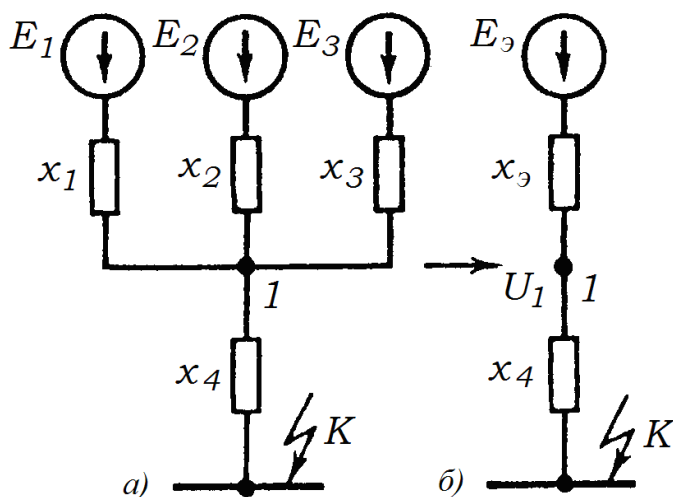


Рисунок 3.5 – Преобразование связанных генерирующих ветвей

Сущность способа эквивалентного преобразования рассмотрим на конкретном примере, параметры схемы которого заданы в относительных единицах.

Пусть исходная схема содержит систему  $E_1 = 1$ , генератор ТЭЦ  $E_2 = 1,08$ , генератор ГЭС  $E_3 = 1,13$ , линии сопротивлением  $x_1 = 1$ ,  $x_2 = 2$ ,  $x_3 = 3$ ,  $x_4 = 1$ , питающие общий элемент  $x_4$ , за которым происходит КЗ. Ток КЗ в точке  $K$  и соответствующие токи в генерирующих ветвях найдем в следующей последовательности:

1) определить эквивалентную ЭДС

$$E_9 = \frac{E_1/x_1 + E_2/x_2 + E_3/x_3}{1/x_1 + 1/x_2 + 1/x_3}; \quad (3.1)$$

$$E_9 = \frac{1/1 + 1,08/2 + 1,13/3}{1 + 1/2 + 1/3} = 1,045;$$

2) определить ток КЗ в точке  $K$

$$I_K = \frac{E_9}{(x_1 || x_2 || x_3) + x_4} = \frac{E_9}{1/[(1/x_1 + 1/x_2 + 1/x_3)] + x_4}, \quad (3.2)$$

где  $||$  – знак параллельного соединения.

$$I_K = \frac{1,045}{1/[(1 + 1/2 + 1/3)] + 1} = 0,676;$$

3) определить потенциал  $U_1$  в точке 1

$$U_1 = E_9 - I_K x_9, \quad (3.3)$$

где  $x_9 = 1/x_1 + 1/x_2 + 1/x_3$  – эквивалентное сопротивление;

$$U_1 = 1,045 - 0,676 \cdot 6/11 = 0,676;$$

4) определить токи в ветвях 1–3

$$I_i = (E_i - U_1)/x_i; \quad (3.4)$$

$$I_1 = (1,0 - 0,676)/1 = 0,324;$$

$$I_2 = (1,08 - 0,676)/2 = 0,202;$$

$$I_3 = (1,13 - 0,676)/3 = 0,151.$$

$$I_K = \sum_i I_i. \quad (3.4)$$

С учетом погрешностей расчетов сумма полученных токов  $i$ -х генерирующих ветвей соответствует току КЗ в точке  $K$ .

### 3.4. Приведение расчетных значений к одной ступени трансформации

Расчетная схема системы электроснабжения (рис. 3.6) содержит трансформаторные связи. Преобразование расчетной схемы в схему замещения связано с заменой трансформаторных связей. При этом сопротивления и ЭДС схемы замещения, находящиеся на разных ступенях трансформации, приводятся одной ступени, принятой за базисную (основную). Переход осуществляется с использованием коэффициентов трансформации.

*Коэффициентом трансформации  $n$*  называется отношение базисного линейного напряжения  $U_6$  к линейному напряжению  $U_n$  той ступени, параметры которой подлежат преобразованию. Коэффициент трансформации каждого трансформатора (автотрансформатора) должен быть определен в направлении от основной ступени напряжения сети, т.е. как отношение напряжения холостого хода обмотки, обращенной в сторону основной ступени напряжения сети, к напряжению холостого хода другой обмотки. При этом коэффициенты трансформации могут быть больше или меньше единицы.

Для силовых трансформаторов, находящихся между базисным напряжением и ступенью, подлежащей преобразованию, в расчетное отношение вместо базисного напряжения  $U_6$  подставляется напряжение той ступени, которая расположена ближе к базисной.

Базисной ступенью трансформации считается та ступень, для которой рассчитываются параметры переходного процесса короткого замыкания.

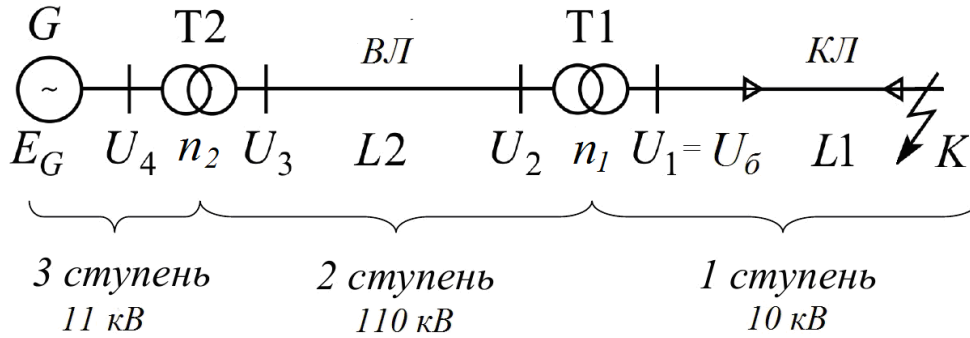


Рисунок 3.6 – Ступени трансформации расчетной схемы

Приведение параметров элементов расчетных схем и соответствующих схем замещения осуществляется через произведение коэффициентов трансформации  $n_i$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{E} = E \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n = E \prod_{i=1}^m n_i; \\ \bar{U} = U \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n = U \prod_{i=1}^m k_i; \\ \bar{I} = I / n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n = I / \prod_{i=1}^m k_i; \\ \bar{z} = z(n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n)^2 = z(\prod_{i=1}^m n_i)^2. \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Коэффициенты трансформации согласно определению рассчитываются в направлении от базисной ступени к источнику питания, например, для силового трансформатора  $T1$  (рис. 3.6)

$$n_1 = \frac{U_1 = U_6}{U_2}.$$

Параметры элементов схем должны быть пересчитаны столько раз, сколько силовых трансформаторов встречается на пути между приводимым элементом и базисной ступенью.

Полученные приведенные параметры являются исходными для анализа переходных процессов в рассматриваемой схеме.

В зависимости от того, какие значения напряжений используются при определении коэффициентов трансформации, приведение параметров может быть точным или приближенным.

**Точное приведение** параметров расчетной схемы к одной ступени трансформации осуществляется по формулам (3.6). Применение действительных коэффициентов трансформации предполагает их вычисление по номинальным напряжениям высокой и низкой сторон силовых трансформаторов. Номинальные напряжения выбираются по паспорту силового

трансформатора, которые, как правило, несколько больше номинальных значений напряжений сетей, связываемых силовым трансформатором.

Коэффициенты трансформации в этом случае для расчетной схемы (рис. 3.6) будут равны

$$n_1 = \frac{U_1}{U_2}; \quad n_2 = \frac{U_3}{U_4}.$$

**Приближенное приведение** предполагает использование приближенных коэффициентов трансформации. Такой подход позволяет сократить расчеты в сложных сетях.

Приближенный учет коэффициентов часто используется при проектировании и на практике, когда реальные коэффициенты неизвестны либо когда выполняется оценочный расчет для нескольких схемных вариантов.

При таком подходе напряжение каждого элемента расчетной схемы условно определяется средним напряжением согласно допущениям по п. 1.9.

Для расчетной схемы (рис. 3.6):

$$U_6 = 1,05U_1 = 10,5 \text{ кВ}; \quad U_2 = U_3 = 115 \text{ кВ}; \quad U_4 = 11 \text{ кВ};$$

$$n_1 = \frac{U_6}{U_2} = \frac{10,5}{115}; \quad n_2 = \frac{U_3}{U_4} = \frac{115}{11}.$$

В случае использования приближенного приведения в формулах (3.6) значения напряжений, определяющие коэффициенты трансформации, сокращаются, и произведение коэффициентов трансформации определяется отношением напряжений крайних ступеней

$$\prod_{i=1}^m n_i = n_1 \cdot n_2 \cdot n_3 \cdot \dots \cdot n_m = \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{U_2}{U_3} \cdot \frac{U_3}{U_4} \cdot \dots \cdot \frac{U_{m-1}}{U_m} = \frac{U_1}{U_m}. \quad (3.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{E} = E \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n = E \frac{U_1}{U_m}; \\ \bar{U} = U \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_m = U \frac{U_1}{U_m}; \\ \bar{I} = I / n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n = I / \frac{U_1}{U_m} = I \frac{U_m}{U_1}; \\ \bar{z} = z (n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_n)^2 = z \left( \frac{U_1}{U_m} \right)^2. \end{array} \right. \quad (3.8)$$

Рассмотренные виды приведения используются для вычислений, как в именованных, так и в относительных единицах.



### 3.5. Представление элементов схем замещения в именованных единицах

Согласно ГОСТ Р 52735-2007 [7] параметры элементов схем замещения могут быть определены:

- в именованных единицах (ИЕ) без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- в именованных единицах с приведением значений параметров расчетных схем к базисной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- в относительных единицах (ОЕ) с приведением значений параметров расчетных схем к выбранным базисным условиям и с учетом фактических коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Наличие неразветвленных схем систем электроснабжения напряжением выше 1 кВ и схем напряжением до 1 кВ дает возможность наглядного и эффективного проведения расчетов в именованных единицах. При выражении параметров элементов схем замещения в ИЕ с приведением параметров элементов расчетной схемы к базисной ступени напряжения используются формулы (3.6), (3.8). Сопротивления элементов схемы замещения задаются в Омах и приводятся к своим ступеням трансформации.

Для ряда элементов: генераторов, автотрансформаторов, силовых трансформаторов и реакторов, сопротивления которых представлены в относительных номинальных единицах, расчет сопротивлений осуществляют по формуле

$$\bar{Z} = Z_{*ном}^* Z_{ном} = Z_{*ном}^* \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2, \quad \text{Ом}, \quad (3.9)$$

где  $Z_{*ном}^*$  – номинальное (паспортное) сопротивление в относительных единицах;  $n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2$  – коэффициенты трансформации трансформаторов или автотрансформаторов, включенных каскадно между ступенью напряжения сети, где находятся элементы с подлежащими приведению ЭДС  $E$  и сопротивлением  $\bar{Z}$ , и основной ступенью напряжения.

В частности, для генератора  $G$  (рис. 3.7) приведенные ЭДС, напряжение и сопротивление определяются по выражениям

$$\bar{E}_G = E_G \left( \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{U_3}{U_4} \right); \quad \bar{U}_G = U_G \left( \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{U_3}{U_4} \right), \text{ кВ}; \quad (3.10)$$

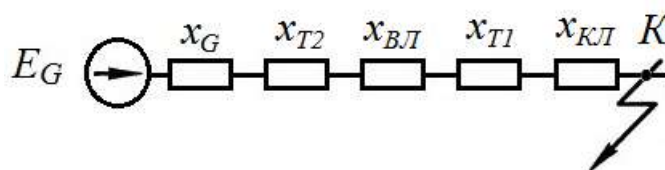


Рисунок 3.7 – Схема замещения расчетной схемы по рис. 3.6

$$\bar{x}_G = x_{*G_{ном}} \frac{U_{G_{ном}}^2}{S_{G_{ном}}} (n_1 \cdot n_2)^2 = x_{*G_{ном}} \frac{U_{G_{ном}}^2}{S_{G_{ном}}} \left( \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{U_3}{U_4} \right)^2, \text{ Ом}, \quad (3.11)$$

где  $x_{*G_{ном}}$  – номинальное сопротивление генератора в относительных единицах,  $n_1, n_2$  – коэффициенты трансформации трансформаторов  $T1$  и  $T2$ .

Сопротивление силового трансформатора  $T1$  не требует приведения, так как он непосредственно связан с базисным напряжением

$$\bar{x}_{T1} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{1ном}^2}{S_{ном}}, \text{ Ом}, \quad (3.12)$$

где  $u_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;  $U_{1ном}$  номинальное напряжение силового трансформатора со стороны места КЗ.

Сопротивление силового трансформатора  $T2$

$$\bar{x}_{T2} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{2ном}^2}{S_{ном}} (n_1 \cdot n_2)^2, \text{ Ом}, \quad (3.13)$$

где  $U_{2ном}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Используя допущение  $U_2 = U_3$ , выражение (3.13) упрощается согласно (3.8)

$$\bar{x}_{T2} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{2ном}^2}{S_{ном}} \left( \frac{U_1}{U_4} \right)^2, \text{ Ом},$$

где  $U_4$  – напряжение источника питания.

Сопротивление кабельной линии  $L1$  не требует приведения, так как она включена на базисное напряжение

$$\bar{x}_{L1} = x_y \cdot L, \text{ Ом}, \quad (3.14)$$

где  $x_y$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;  $L$  – длина линии, км.

Сопротивление воздушной линии  $L2$  определяется по формуле

$$\bar{x}_{L2} = x_y \cdot L \cdot (k_1)^2 = x_y \cdot L \cdot \left( \frac{U_1}{U_2} \right)^2, \text{ Ом}. \quad (3.15)$$

Представление параметров источника питания  $G$  подробно будет рассмотрено в п. 3.8.

Обобщая рассмотренный материал, сведем в табл. 3.2 основные расчетные выражения.

Таблица 3.2.

Определение параметров элементов схем замещения в именованных единицах с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Способ представления	Элемент расчетной схемы	Расчетное выражение и значения, Ом
1. Без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения	Силовой трансформатор	$\bar{x}_T = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$
	ВЛ, КЛ	$\bar{x}_L = x_y \cdot L$
2. С приведением значений параметров расчетных схем к базисной ступени напряжения сети	Силовой трансформатор	$\bar{x}_T = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot (n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_m)^2$
	ВЛ, КЛ	$\bar{x}_L = x_y \cdot L \cdot (n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_m)^2$

Представление элементов схем замещения в именованных единицах считается целесообразным для расчетных схем, в которых присутствует одно напряжение. В других случаях рекомендуется представление элементов схем замещения в относительных единицах.

### 3.6. Представление элементов схем замещения в относительных единицах

Представление и способ расчета параметров переходного режима в относительных единицах позволяет во многих случаях существенно упростить сложные аналитические преобразования, придать им общий характер и большую наглядность, быстрее сориентироваться в порядке определяемых значений. Упрощение достигается также за счет учета коэффициентов трансформации на стадии расчета параметров элементов схем замещения и дальнейшие расчеты уже не зависят от уровня напряжения. Поэтому, следуя ГОСТ Р 52735-2007 [7], расчеты параметров переходного процесса КЗ в электроустановках напряжением выше 1 кВ возможно проводить в относительных единицах.

*Относительным значением параметра* называется его отношение к другому одноименному параметру, выбранному за единицу измерения. Поэтому перед тем как представить значения в относительных единицах, необходимо выбрать базисные условия.

В ряде случаев некоторые параметры синхронных машин, силовых трансформаторов и другого электрооборудования задают в процентах. В системе относительных единиц за 100 % принимается единица, поэтому проценты переводятся в ОЕ простым делением на 100%.

После расчета полученные результаты переводятся обратно в именованные единицы.

Порядок выражения параметров элементов схем замещения в ОЕ следующий.

1. Установить базисные единицы или условия:  
- задаться базисной мощностью в М·ВА и для одной из ступеней напряжения сети, принимаемой за основную, выбрать базисное напряжение  $U_{б\text{осн}}$ , кВ;

- найти базисные напряжения  $U_б$  других ступеней напряжения сети.

2. Определить относительные значения ЭДС источников электроэнергии и сопротивлений всех элементов при выбранных базисных условиях.

Рассмотрим более подробно порядок выражения параметров элементов схем замещения в относительных единицах.

**Установление базисных единиц или условий.** Для систем электроснабжения такими условиями являются базисные: мощность  $S_б$ , напряжение  $U_б$ , ток  $I_б$  и сопротивление  $z_б$ . Поскольку четыре базисных единицы связаны между собой аналитическими выражениями

$$\begin{cases} S_б = \sqrt{3} U_б \cdot I_б; \\ z_б = U_б / (\sqrt{3} \cdot I_б), \end{cases} \quad (3.16)$$

то только две базисных значения являются независимыми и могут быть выбраны произвольно. Обычно в качестве независимых значений в СЭС выбираются мощность и напряжение.

Все системные значения в сети выражаются как множители выбранных базовых значений.

Выбранные базисные значения служат для измерения как полных значений параметров, так и их активных и реактивных составляющих.

**Выбор базисной мощности.** Для практических расчетов следует выбирать такие базисные условия, чтобы вычислительная работа была проще, а порядок числовых параметров достаточно удобен. За базисную мощность  $S_б$  целесообразно принимать число 100 или 1000 МВ·А, соизмеримое, например, с мощностью короткого замыкания системы.

**Выбор базисного напряжения.** Для базисного напряжения  $U_б$  рекомендуется принимать среднее напряжение в месте КЗ.

**Нахождение базисных напряжений других ступеней напряжения сети  $U_{бN}$ ,** используя для этой цели формулу

$$U_{бN} = \frac{U_{б\text{осн}}}{n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_m}, \text{ кВ} \quad (3.17)$$

где  $U_{б\text{осн}}$  – базисное напряжение основной ступени, кВ;  $n_1, n_2, n_m$  – коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, включенных последовательно между основной и  $N$ -й ступенями напряжения.

**Определение относительного значения ЭДС источников электроэнергии и сопротивлений всех элементов при выбранных базисных условиях.** После выбора базисных значений определяются относительные значения других параметров, которые приобретают индексы: \* – выражение в относительных единицах; (б) – приведение к базисным условиям

$$\begin{cases} E_{*(\bar{\sigma})} = E / U_{\bar{\sigma}}; \\ U_{*(\bar{\sigma})} = U / U_{\bar{\sigma}}; \\ I_{*(\bar{\sigma})} = I / I_{\bar{\sigma}}; \\ S_{*(\bar{\sigma})} = S / S_{\bar{\sigma}}; \\ Z_{*(\bar{\sigma})} = Z / Z_{\bar{\sigma}}. \end{cases} \quad (3.18)$$

Индекс  $(\bar{\sigma})$  опускается, если в расчетах отсутствует приведение к другим условиям, например, номинальным.

Базисный ток определяется из выражения

$$I_{\bar{\sigma}} = S_{\bar{\sigma}} / \sqrt{3} U_{\bar{\sigma}}, \text{ кА.} \quad (3.19)$$

Базисное сопротивление по (3.16) с учетом (3.19) можно определить как

$$\bar{Z}_{\bar{\sigma}} = U_{\bar{\sigma}}^2 / S_{\bar{\sigma}}, \text{ Ом.} \quad (3.20)$$

Выбор базисных условий достаточно субъективен и один и тот же параметр может принимать различные числовые значения, например, в справочниках значения сопротивлений элементов СЭС задаются в ОЕ, приведенных к номинальным условиям (используется индекс «ном»). При этом следует отметить, что окончательный результат расчета ТКЗ не зависит от выбора базисных условий.

Для расчета ТКЗ необходимо все ЭДС, сопротивления и другие параметры выразить в ОЕ при выбранных базисных условиях. Если параметры режима и системы заданы в именованных единицах, то для перевода их в относительные служат формулы (3.18).

Согласно (3.18) и (3.20) сопротивление (например, ВЛ или КЛ), заданное в ИЕ, приводится к базисным условиям в ОЕ по выражению

$$Z_{*(\bar{\sigma})} = Z / Z_{\bar{\sigma}} = Z \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}. \quad (3.21)$$

Если параметры заданы в ОЕ при номинальных условиях, то для их приведения к базисным условиям следует воспользоваться формулами (3.22)– (3.24):

- когда ЭДС источника электроэнергии  $E_{*(ном)}$  задана в именованных единицах при номинальных условиях

$$E_{*(\bar{\sigma})} = E_{*(ном)} \frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}}; \quad (3.22)$$

- когда сопротивление  $Z_{*(ном)}$  задано в относительных единицах при номинальном напряжении и номинальном токе (например, реакторы, находящиеся в эксплуатации)

$$Z_{*(\bar{\sigma})} = Z_{*(ном)} \frac{I_{\bar{\sigma}}}{I_{ном}} \frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}}; \quad (3.23)$$

- когда сопротивление  $Z_{*(ном)}$  задано в относительных единицах при номинальной мощности и номинальном напряжении

$$Z_{*(\sigma)} = Z_{*(ном)} \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \frac{U_{ном}^2}{U_{\sigma}^2}. \quad (3.24)$$

Формулы (3.22)–(3.24), используемые для инженерных расчетов, значительно упростятся, если принять допущения (см. п. 1.9)

$$U_{\sigma} = U_{cp} = U_{ном}. \quad (3.25)$$

Рассмотренные виды приведения используются для представления всех элементов схем замещения в относительных единицах.

Обобщая рассмотренный материал, сведем в табл. 3.3 основные расчетные выражения.

Таблица 3.3

Определение параметров элементов схем замещения в относительных единицах

Способ задания сопротивления элемента	Расчетное выражение и значения, ОЕ
1. Именованные единицы	$Z_{*(\sigma)} = Z / Z_{\sigma} = Z \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}$
2. Относительные единицы при номинальном напряжении и номинальном токе	$Z_{*(\sigma)} = Z_{*(ном)} \frac{I_{\sigma}}{I_{ном}} \frac{U_{ном}}{U_{\sigma}}$
3. Относительные единицы при номинальной мощности и номинальном напряжении	$Z_{*(\sigma)} = Z_{*(ном)} \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \frac{U_{ном}^2}{U_{\sigma}^2}$

### 3.7. Особенности инженерных расчетов ТКЗ

С появлением мощных вычислительных возможностей современных компьютеров в проектировании возникла неоправданная тенденция – проводить расчеты с максимальной точностью и разрабатывать для этого более сложные формулы и методы, забывая о том, что такая точность для решения данной задачи часто совсем не нужна [2].

Инженерные расчеты, в том числе и токов КЗ, являются приближенными, точность которых определяется, в первую очередь, точностью исходных данных. Исходными данными расчетов могут быть номинальные паспортные данные электрооборудования или элементов электрической сети, нормативные значения и коэффициенты, данные различных измерений, эмпирические и теоретические коэффициенты, результаты предшествующих расчетов.

Точность номинальных паспортных данных электрооборудования, а также проводников, проводов, кабелей и шин определяется приведенными в справочных каталогах техническими условиями или допусками, находящимися обычно в пределах от  $\pm 2$  до  $\pm 5\%$ .

Относительно большие погрешности могут вноситься в расчет, когда в качестве исходных используют не номинальные, а некоторые усредненные данные: так, индуктивное сопротивление кабелей всех сечений напряжением 6–10 кВ часто принимают равным 0,08 мОм/м, хотя фактически эта значения находится округленно в пределах от 0,07 до 0,09 мОм/м. Погрешность, таким образом, составляет более  $\pm 12\%$ . Нормативные, опытные и другие расчетные коэффициенты задают обычно одной



или двумя значащими цифрами, следовательно, они обладают погрешностью до 10%.

Таким образом, уже исходными данными в расчеты вносятся значительные погрешности и поэтому погрешность результата расчета оказывается, как правило, такой же. Это учитывается при выборе и разработке типовых методов расчета. В результате использования приближенных исходных данных и упрощенных способов расчета суммарная погрешность может находиться в пределах от  $\pm 5$  до  $\pm 10\%$ , причем не всегда удается установить и знак этой погрешности.

Цель расчета ТКЗ при проектировании СЭС, как правило, может заключаться в выборе стандартного электрооборудования или стандартных элементов электрической сети, в проверке выбранного оборудования на различные дополнительные условия, в определении показателей режима работы системы электроснабжения, в определении стоимости и сроков окупаемости электрооборудования.

При выборе стандартного электрооборудования или проводников необходимая точность расчета определяется следующими факторами:

- а) интервалами стандартного ряда значений номинальных значений;
- б) допустимой перегрузкой или другими допустимыми отклонениями от номинального режима;
- в) допустимыми отклонениями номинальных значений;
- г) коэффициентами запаса или коэффициентами перегрузки, заложенными в расчеты;
- д) возможностями изменения параметров режимов при эксплуатации.

Номинальные значения параметров электрооборудования, выбираемого из стандартной серии, обычно представляют собой геометрическую прогрессию со знаменателем от 1,2 до 3. Для однозначного выбора ближайшего к результату расчета числа из этой прогрессии достаточно, чтобы погрешность расчета не превышала от  $\pm 5$  до  $\pm 30\%$ . Стандартный ряд номинальных мощностей силовых трансформаторов от 100 до 1000 кВ·А: 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600, 2500, 4000, 6300 и 10 000. Это геометрическая прогрессия со знаменателем 1,6. Следовательно, для однозначного выбора трансформатора могут использоваться расчеты с итоговой погрешностью  $\pm 12\%$ , при этом учитывается, что в случае предельной погрешности такого расчета трансформатор может выдержать перегрузку на 12% и перегрузка не выходит за пределы заложенного в расчет коэффициента запаса.

Подобные требования предъявляются и к выбору сечения проводов и жил кабелей из стандартного числового ряда 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 мм<sup>2</sup>, близкого к геометрической прогрессии со знаменателем от 1,23 до 1,6. Допустимая погрешность расчета составляет  $\pm 5\%$ .

На основании приведенных решений можно заключить, что расчеты ТКЗ при проектировании систем электроснабжения достаточно проводить с точностью  $\pm 5\%$ , и в соответствии с этим следует записывать результаты расчетов с двумя-тремя *значащими цифрами*.

Такой способ записи содержит в себе погрешность не более  $\pm 0,5\%$ . Большого числа значащих цифр записывать нет смысла, так как вероятности точности каждой из последующих цифр будут случайными. Если вы-

числительные средства выводят больше значащих чисел, чем требуемые условия, то при окончательной записи результаты расчета округляются.

### 3.8. Определение параметров элементов схем замещения

**Электроэнергетическая система.** При расчетах токов КЗ все источники электроэнергии (для которых расчетное короткое замыкание является *удаленным*) и прилегающая электрическая сеть могут быть эквивалентно преобразованы относительно точки КЗ (при радиальной схеме) или какого-либо промежуточного узла сети (при сложной исходной схеме) и представлены в виде одного источника энергии, имеющего неизменные по амплитуде ЭДС  $E_c$  и напряжение  $U_c$ , и эквивалентного сопротивления  $x_c$ . Такой источник называется системой.

Исходные системы вводятся в схему замещения значениями мощности, тока, напряжения, сопротивления и могут быть заданы одним из пяти способов.

1. В случае бесконечной (неограниченной) мощности при неизменности напряжения принимаются параметры:

$$S_c = \infty, \quad U_c = U_{cp} = \text{const}, \quad x_c = 0. \quad (3.26)$$

2. Известна схема системы и параметры ее элементов – генераторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов и ЛЭП (рис. 3.8). Параметры системы определяются в соответствии с методикой п. 3.2.

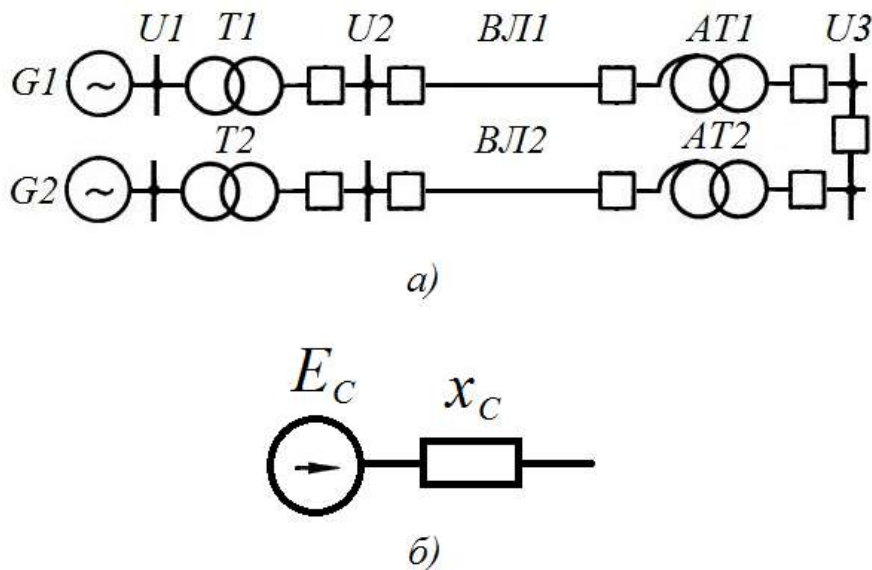


Рисунок 3.8 – Схема электроэнергетической системы: а – расчетная; б – эквивалентная

3. Заданы напряжение системы  $U_c$  и сверхпереходная мощность КЗ  $S_c''$  – мощность трехфазного КЗ в максимальном режиме на момент времени  $t = 0$ . Сопротивление системы определяется в зависимости от метода расчета:

а) в именованных единицах

$$\bar{x}_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c''}, \text{ Ом}, \quad (3.27)$$

где  $U_{ном} = U_c$ ;

б) в относительных единицах

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{c}}}{S_c''}. \quad (3.28)$$

Сверхпереходную ЭДС системы  $E_{*c}$  при расчетах в ОЕ принимают равной единице  $E_{*c} = 1$ .

Например, при известных данных:  $U_c = 110$  кВ и  $S_c'' = 4000$  МВ·А рассчитаем сопротивление системы. Используя допущения:  $S_{\bar{c}} = 1000$  МВ·А;  $U_{ном} = U_c = 115$  кВ, получим

$$\bar{x}_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c''} = \frac{115^2}{4000 \cdot 10^3} = 3,31 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad x_{*c} = \frac{S_{\bar{c}}}{S_c''} = \frac{1000}{4000} = 0,25; \quad E_{*c} = 1.$$

4. Приведены  $U_c$  и действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ  $I_c''$  при  $t=0$  – сверхпереходный ток. По сверхпереходному току КЗ определяется сверхпереходная мощность КЗ

$$S_c'' = \sqrt{3} U_c \cdot I_c''. \quad (3.29)$$

Далее определение параметров системы выполняется аналогично предыдущему способу.

Например, при известных данных:  $U_c = 110$  кВ и  $I_c'' = 20$  кА рассчитаем сопротивление системы. Используя допущения:  $U_{ном} = U_c = 115$  кВ;  $S_{\bar{c}} = 1000$  МВ·А, получим

$$S_c'' = \sqrt{3} U_c \cdot I_c'' = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20 = 3980 \text{ МВ·А}.$$

$$\bar{x}_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c''} = \frac{115^2}{3980 \cdot 10^3} = 3,32 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad x_{*c} = \frac{S_{\bar{c}}}{S_c''} = \frac{1000}{3980} = 0,25; \quad E_{*c} = 1.$$

5. Известен тип выключателя  $Q$ , установленного между СЭС и самой системой (рис. 3.9).

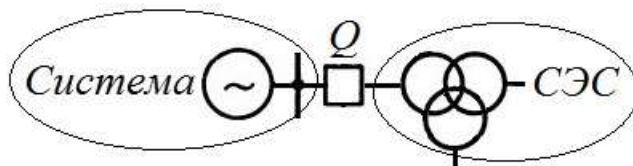


Рис. 3.9. Схема подключения СЭС к системе через выключатель  $Q$

Считается, что отключающая способность выключателя эквивалентна параметрам системы

$$I_{откл} = I_c'' \text{ или } S_{откл} = S_c'' \quad (3.30)$$

где  $I_{откл}$  – отключающий ток выключателя, кА;  $S_{откл}$  – отключающая мощность выключателя, МВ·А.

Например, при известных данных выключателя ЗАР1DT-145/ЕК (рис. 3.10):  $U_{ном} = 110$  кВ и  $I_{откл} = 25$  кА рассчитаем сопротивление системы. Используя допущения:  $U_{ном} = U_c = 115$  кВ;  $S_б = 1000$  МВ·А, получим

$$S_c'' = \sqrt{3} U_c \cdot I_c = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 25 = 4980 \text{ МВ·А.}$$

$$\bar{x}_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c''} = \frac{115^2}{4980 \cdot 10^3} = 2,66 \cdot 10^{-3} \text{ Ом; } x_{*c} = \frac{S_б}{S_c''} = \frac{1000}{4980} = 0,2; \quad E_{*c} = 1.$$



Рисунок 3.10 – Баковый элегазовый выключатель типа ЗАР1DT-145/ЕК

**Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.** В результате КЗ за магнитосвязанными цепями считается, что между токами и напряжениями сохраняется линейная зависимость и цепи могут быть описаны линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами. Это допущение справедливо для силовых трансформаторов и автотрансформаторов (см. п. 1.9), так как при КЗ основные магнитные потоки и насыщение магнитопроводов уменьшаются. Силовой трансформатор в режиме короткого замыкания представляется схемой замещения (рис. 3.11).

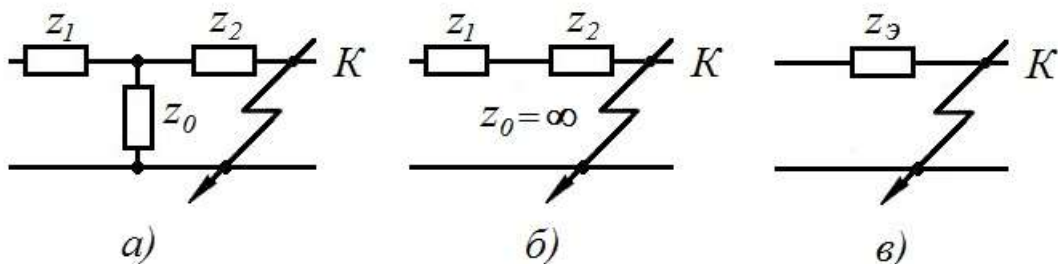


Рисунок 3.11 – Схемы замещения силового трансформатора:

*а* – полная; *б* – упрощенная; *в* – эквивалентная

Пренебрежение потоком намагничивания при неограниченном увеличении сопротивления магнитопроводов  $z_0 \rightarrow \infty$  позволяет уменьшить число контуров в полной схеме замещения (рис. 3.11, *а*), упрощенно рассматривать каждую обмотку как последовательное соединение активного и индуктивного сопротивлений (рис. 3.11, *б*), переходя к эквивалентной схеме замещения (рис. 3.11, *в*)  $z_m = z_\varphi$ .

Для **двухобмоточного силового трансформатора** (рис. 3.12) используются суммарные значения сопротивлений, приведенных к одной ступени трансформации.

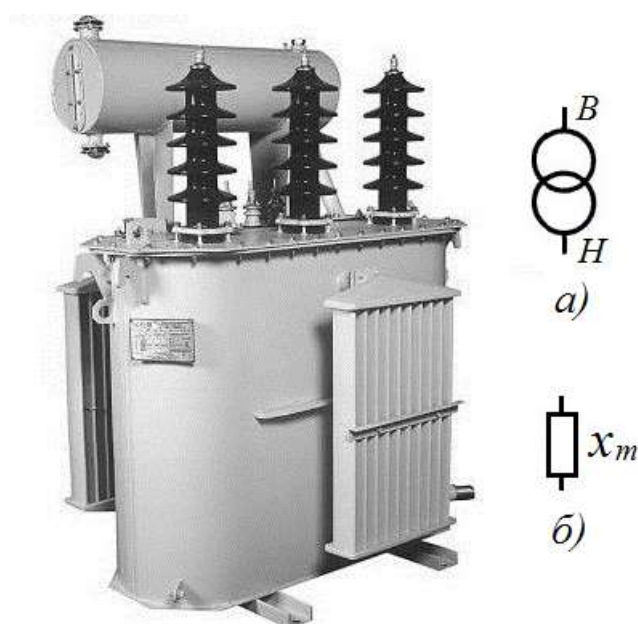


Рисунок 3.12 – Трехфазный двухобмоточный силовой трансформатор 35/10 кВ:

*а* – расчетная схема; *б* – схема замещения

Паспортным значением, заданным для каждого трансформатора, является напряжение КЗ  $u_{к\%}$ . В соответствии с определением напряжения КЗ по опыту короткого замыкания для трансформатора можно записать

$$u_{к\%} = \frac{U_{к}}{U_{ном}}. \quad (3.31)$$

Или в процентах

$$u_{к\%} = 100 \frac{U_{к}}{U_{ном}} = 100\sqrt{3} \frac{I_{ном} \cdot z_m}{U_{ном}} = 100z_m \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2} = 100 \frac{z_m}{z_{ном}} = z_{m\%}. \quad (3.32)$$

Для трансформаторов мощностью более 630 кВ·А активным сопротивлением можно пренебречь  $r_m = 0$ , тогда

$$u_{к\%} = x_{m\%}. \quad (3.33)$$

Следовательно, можно воспользоваться формулами табл. 3.2, 3.3. Сопротивление двухобмоточного трансформатора:

а) в именованных единицах

$$\bar{x}_m = \frac{u_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (3.34)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

б) в относительных единицах

$$x_{*m} = \frac{u_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}. \quad (3.35)$$

Например, при известных данных силового трансформатора:  $S_{ном} = 10$  МВ·А;  $U_{ном} = U_{\delta} = 10,5$  кВ и  $u_{\kappa \%} = 10$  % рассчитаем его сопротивление. Принимая  $S_{\delta} = 1000$  МВ·А, получим

$$\begin{aligned} x_m = \bar{x}_m &= \frac{u_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10 \cdot 10^3} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \\ x_{*m} &= \frac{u_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10. \end{aligned}$$

Двухобмоточные трансформаторы характеризуются напряжением КЗ для обмоток высшего и низшего напряжений «В–Н»  $u_{\kappa В-Н \%}$ .

Для **автотрансформаторов** (рис. 3.13) и **трехобмоточных силовых трансформаторов** (рис. 3.14) значения  $u_{\kappa}$  задаются для пар обмоток. Согласно выражению (3.32)  $u_{\kappa} = x_m$ , тогда, задаваясь соответствующими значениями  $u_{\kappa}$  получаются сопротивления соответствующих обмоток в именованных единицах

$$\begin{cases} x_B = 0,5(x_{B-H} + x_{B-C} - x_{C-H}); \\ x_C = 0,5(x_{B-C} + x_{C-H} - x_{B-H}); \text{ Ом}, \\ x_H = 0,5(x_{B-H} + x_{C-H} - x_{B-C}), \end{cases} \quad (3.36)$$

где  $x_B$  – сопротивление обмотки высшего напряжения;  $x_C$  – сопротивление обмотки среднего напряжения;  $x_H$  – сопротивление обмотки низшего напряжения.

Используя формулу (3.35), и заданные значения  $u_{\kappa \%}$ , получаются сопротивления соответствующих обмоток в относительных единицах

$$\begin{cases} x_{*B} = u_{\kappa B \%} \cdot S_{\delta} / (100 \cdot S_{ном}); \\ x_{*C} = u_{\kappa C \%} \cdot S_{\delta} / (100 \cdot S_{ном}); \\ x_{*H} = u_{\kappa H \%} \cdot S_{\delta} / (100 \cdot S_{ном}), \end{cases} \quad (3.37)$$

но, поскольку  $u_{\kappa \%}$  обычно задаются для пар напряжений, то на основании (3.36) и (3.37) получим



$$\begin{cases} x_{*B} = S_{\sigma}(u_{\kappa B-H\%} + u_{\kappa B-C\%} - u_{\kappa C-H\%})/(200 \cdot S_{\text{ном}}); \\ x_{*C} = S_{\sigma}(u_{\kappa B-C\%} + u_{\kappa C-H\%} - u_{\kappa B-H\%})/(200 \cdot S_{\text{ном}}); \\ x_{*H} = S_{\sigma}(u_{\kappa B-H\%} + u_{\kappa C-H\%} - u_{\kappa B-C\%})/(200 \cdot S_{\text{ном}}), \end{cases} \quad (3.36)$$

где  $u_{\kappa B-H\%}$  – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения, %;  $u_{\kappa B-C\%}$  – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и среднего напряжения, %;  $u_{\kappa C-H\%}$  – напряжение короткого замыкания между обмотками среднего и низшего напряжения, %.

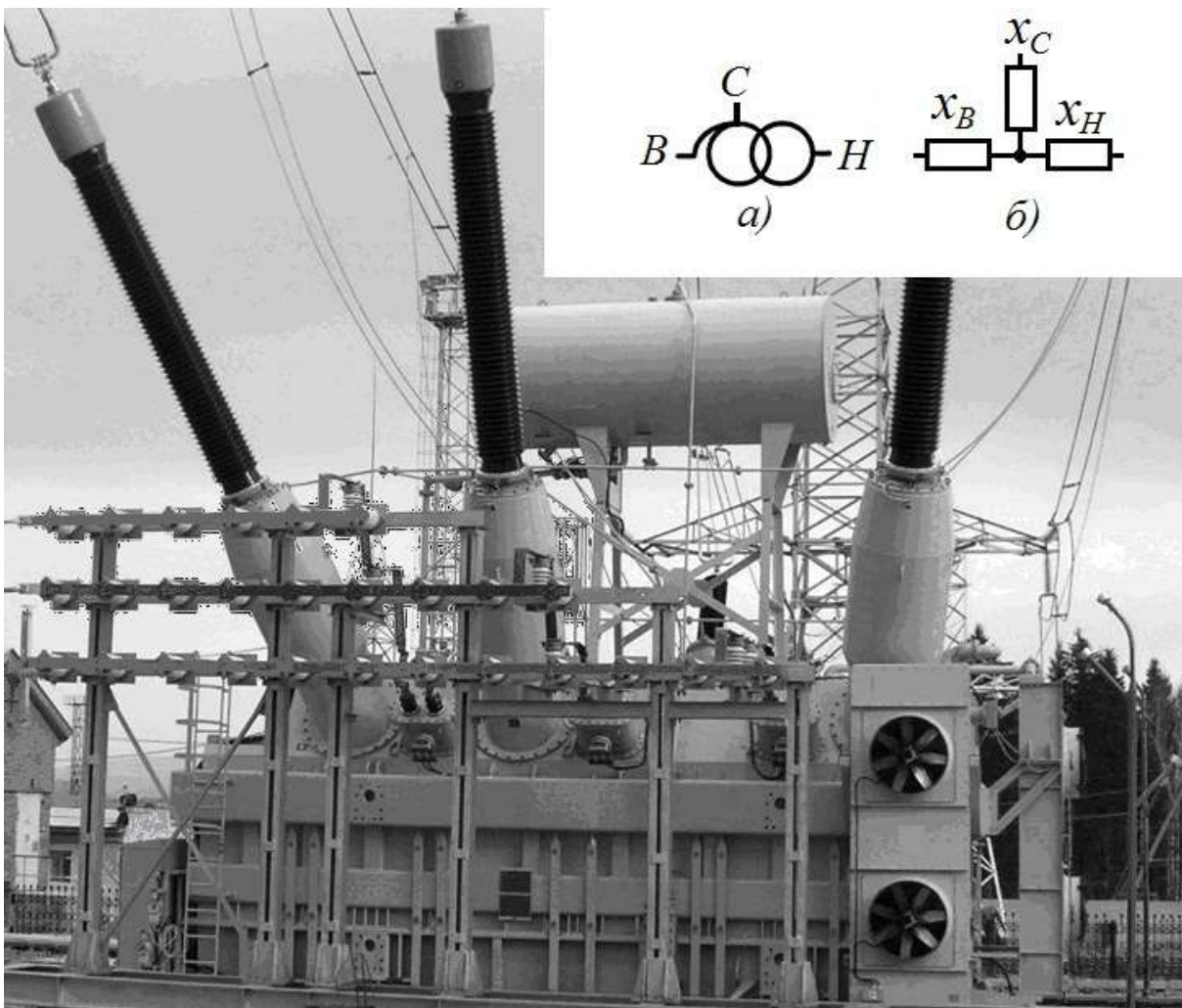


Рисунок 3.13 – Автотрансформатор 250 МВ·А 500/110 кВ:  
а – расчетная схема; б – схема замещения

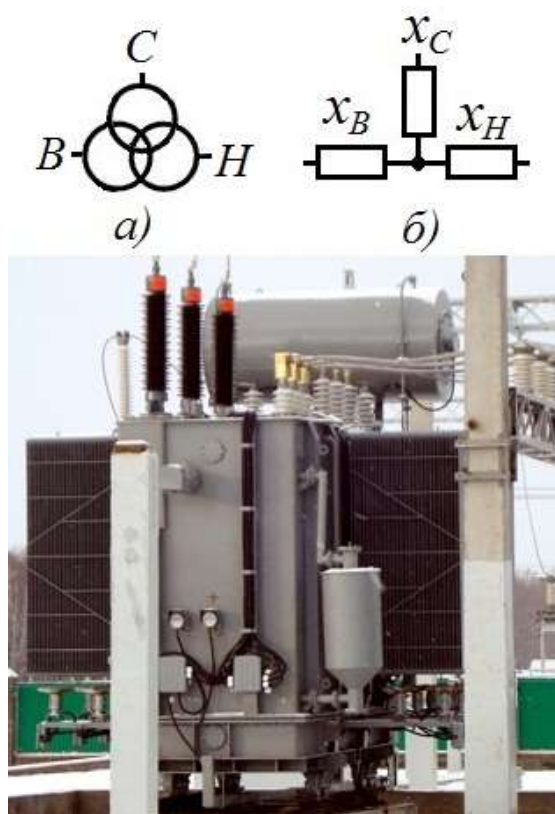


Рисунок 3.14 – Трехфазный трехобмоточный силовой трансформатор 110/35/10 кВ: а – расчетная схема; б – схема замещения

**Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения.** В трансформаторах мощностью 16–25 МВ·А и более для ограничения ТКЗ с низшей стороны применяют расщепление обмоток (рис. 3.15). Схема замещения трансформатора разбивается на две ветви низшего напряжения (рис. 3.15, б).

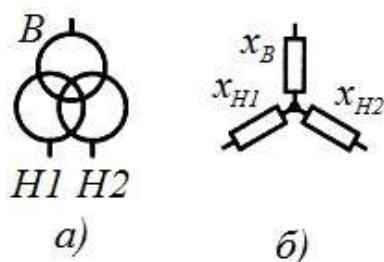


Рисунок 3.15 – Трехфазный силовой трансформатор с расщепленной обмоткой: а – расчетная схема; б – схема замещения

Для определения расчетных параметров используются следующие выражения

$$\begin{cases} x_B = x_{B-H} - 0,25 x_{H1-H2} = 0,125 \cdot x_{B-H}; \\ x_H = x_{H1} = x_{H2} = 0,5 x_{H1-H2}. \end{cases} \quad (3.37)$$

Сопротивление  $x_{B-H}$  находится по формулам:

а) в именованных единицах

$$\bar{x}_{B-H} = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \text{ Ом}; \quad (3.38)$$

б) в относительных единицах

$$x_{*B-H} = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}. \quad (3.39)$$

При отсутствии данных о напряжении КЗ  $u_{\kappa H1-H2}$  допускается для трехфазных трансформаторов принимать в зависимости от схемы их включения:

а) обмотки Н1 и Н2 не соединены между собой

$$x_H = x_{H1} = x_{H2} = 1,75 x_{B-H}; \quad (3.40)$$

б) обмотки Н1 и Н2 соединены между собой

$$x_H = x_{H1} = x_{H2} = 0,875 x_{B-H}. \quad (3.41)$$

**Реакторы.** Реактор – это устройство, подобное мощной катушке индуктивности без ферромагнитного сердечника, предназначенное для ограничения ТКЗ (рис. 3.16).

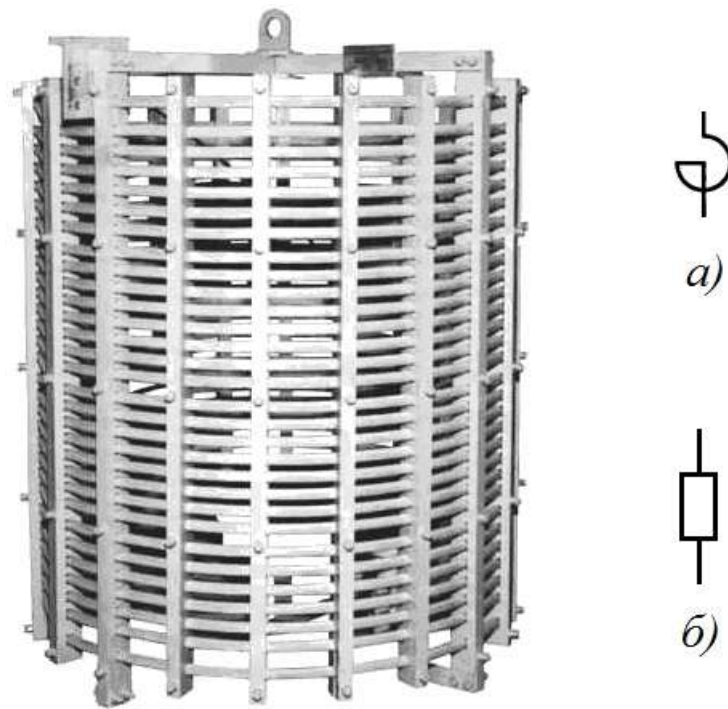


Рисунок 3.16 – Токоограничивающий реактор:  
а – расчетная схема; б – схема замещения

Паспортными параметрами, характеризующими реакторы, являются: номинальное напряжение  $U_{ном}$ , кВ; номинальное индуктивное сопротивление  $x_{ном}$ , % или Ом; номинальный ток  $I_{ном}$ , А. Для сдвоенных реакторов (рис. 3.17) задается номинальный коэффициент связи между обмотками  $K_{св}$  (обычно  $K_{св} = 0,5$ ).

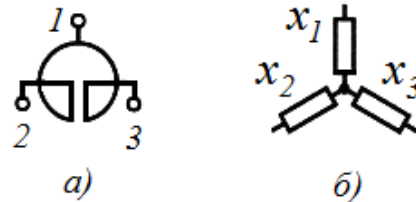
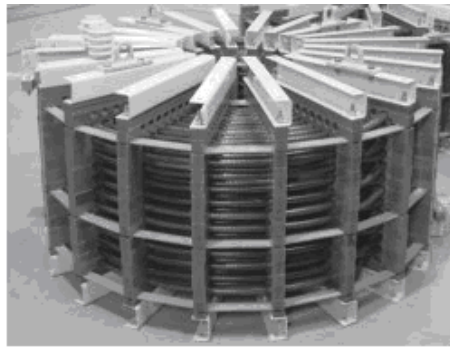


Рисунок 3.17. Сдвоенный токоограничивающий реактор РТСТ 10-1000-0,28 УЗ:  
а – расчетная схема; б – схема замещения

Сопротивления реакторов определяются следующим образом.  
Одиночный реактор:

а) в именованных единицах

$$\bar{x}_P = \frac{x_{ном\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{I_{ном}}, \text{ Ом}; \quad (3.42)$$

б) в относительных единицах

$$x_{*P} = \frac{x_{ном\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}}. \quad (3.43)$$

Сдвоенный реактор:

$$\begin{cases} x_1 = -K_{св} \cdot x_{ном}; \\ x_2 = x_3 = (1 + K_{св}) \cdot x_{ном}. \end{cases} \quad (3.44)$$

Сопротивление одной ветви сдвоенного реактора по (3.44)

$$x_P = x_1 + x_2 = x_1 + x_3. \quad (3.45)$$

**Воздушные и кабельные линии электропередачи.** Параметры воздушных и кабельных линий задаются средним (номинальным) напряжением  $U_{ср} = U_{ном}$ , маркой и сечением проводника, длиной линии  $l$ . Для ВЛ напряжением выше 1 кВ, как правило, активным сопротивлением пренебрегают (см. п. 2.6). В расчетах используется удельное (погонное) индуктивное сопротивление  $x_{yВЛ} = 0,4 \text{ Ом/км}$ .

Как правило, пренебрегать активным сопротивлением КЛ нельзя, т.к. соотношение  $x/r < 3$ . Для КЛ напряжением 6–10 кВ можно принять  $x_{yКЛ} = 0,06 - 0,08 \text{ Ом/км}$ .

Выведем расчетную формулу для вычисления сопротивления линии электропередачи

$$x_{*ЛЭП} = x_y \cdot l / x_{\sigma}; \quad x_{\sigma} = U_{cp}^2 / S_{\sigma},$$

тогда

$$x_{*ЛЭП} = x_y \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (3.46)$$

где  $l$  – длина линии, км;  $U_{cp}$  – среднее напряжение ЛЭП, кВ (определяется по п. 3.1).

**Синхронные машины.** Основными паспортными параметрами синхронных машин – генераторов, компенсаторов и электродвигателей (рис. 3.18), определяющими их поведение при КЗ, являются: сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси  $x_d''$ , заданное в ОЕ или в процентах; номинальная активная мощность  $P_{ном}$  и номинальный коэффициент мощности  $\cos \varphi_{ном}$ .

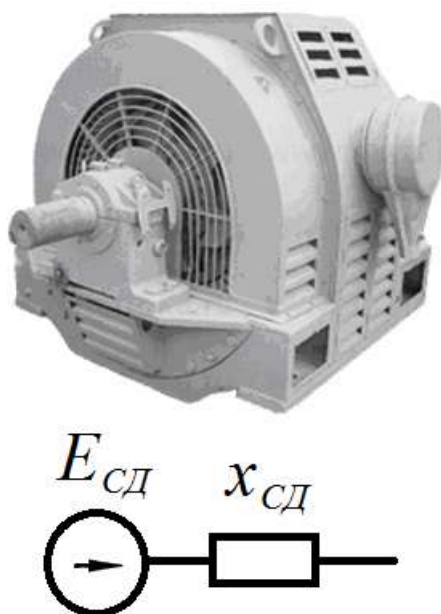


Рисунок 3.18 – Синхронный двигатель и его схема замещения

Для синхронных генераторов и электродвигателей, работавших до КЗ с перевозбуждением, сверхпереходная фазная ЭДС в ИЕ  $E_{см\phi}''$  определяется по формуле

$$E_{см\phi}'' = \sqrt{(U_{\phi(0)} + I_{(0)} x_d'' \sin \varphi_{(0)})^2 + I_{(0)}^2 x_d''^2 \cos^2 \varphi_{(0)}}, \text{ кВ} \quad (3.47)$$

где  $U_{\phi(0)}$  – фазное напряжение на выводах СМ в момент, предшествующий КЗ, кВ;  $I_{(0)}$  – ток статора в момент, предшествующий КЗ, кА;  $\varphi_{(0)}$  – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ, рад.

Для синхронных генераторов и электродвигателей, работавших до КЗ с недовозбуждением, сверхпереходная ЭДС в ОЕ  $E_{*CM}''$  определяется по формуле

$$E_{*CM}'' = \sqrt{(U_{*(0)(ном)} - I_{*(0)ном} x_{*d(ном)}'' \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{*(0)ном} x_{*d(ном)}'' \cos \varphi_{(0)})^2} \frac{U_{ном}}{U_{\sigma}}, \quad (3.48)$$

где  $U_{*(0)(ном)}$  и  $I_{*(0)ном}$  – соответственно напряжение на выводах СМ и ток статора в предшествующем режиме, выраженные в относительных единицах при номинальных условиях;  $x_{*d(ном)}''$  – сверхпереходное сопротивление СМ в относительных единицах при номинальных условиях.

В зависимости от назначения расчетов  $E_{*CM}''$  может быть определена по приближенной формуле

$$E_{*CM}'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_{ном} + (\sin \varphi_{ном} + x_{*d}'' )^2} \quad (3.49)$$

или по упрощенной формуле

$$E_{*CM}'' = 1 + x_{*d}'' \sin \varphi_{ном}, \quad (3.50)$$

где  $x_{*d}''$  – сверхпереходное сопротивление СМ в относительных единицах.

Индуктивное сопротивление находится из выражения

$$x_{*CM} = \frac{x_{*d\%}'' S_{\sigma}}{100 S_{ном}}, \quad (3.51)$$

где  $x_{*d\%}''$  – сверхпереходное сопротивление СМ в процентах;  $S_{ном}$  – номинальная полная мощность, МВ·А.

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi_{ном}}. \quad (3.52)$$

Следует заметить, что синхронный двигатель становится источником подпитки места КЗ только при трехфазном КЗ на его шинах, когда  $U_{\kappa}^{(3)} = 0$ . Подпитка места КЗ возникает в результате перехода СД из режима «двигатель» в режим «генератор» под действием инерции вращающихся масс ротора и привода.

**Асинхронные двигатели.** Асинхронные двигатели (рис. 3.19) в СЭС агропромышленных предприятий являются одним из основных видов электроприемников. В нормальном режиме, предшествующем КЗ, АД работают со скольжением порядка 2–5 %. Поэтому можно пренебречь таким малым скольжением и в начале КЗ АД можно рассматривать как недовозбужденный СД. Сверхпереходное (пусковое) индуктивное сопротивление АД  $x_n$  является сопротивлением КЗ, когда двигатель заторможен.



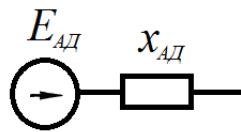
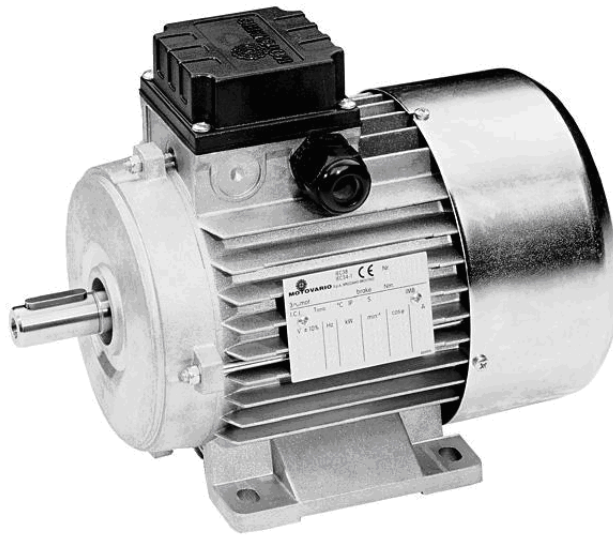


Рисунок 3.19 – Асинхронный двигатель и его схема замещения

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходная фазная ЭДС в ИЕ  $E''_{AD\phi}$  определяются по формуле

$$E''_{AD\phi} = \sqrt{(U_{\phi(0)} - I_{(0)}x''_{AD} \sin \varphi_{(0)})^2 + I_{(0)}^2 x''_{AD} \cos \varphi_{(0)}}, \text{ кВ} \quad (3.53)$$

где  $x''_{AD}$  – причем сверхпереходное индуктивное сопротивление, которое допускается определять по формуле

$$\bar{x}_{AD}'' = \frac{1}{K_n} \frac{U_{ном}^2 \cos \varphi_{ном} \eta}{P_{ном}} = \frac{1}{K_n} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \text{ Ом}, \quad (3.54)$$

где  $K_n$  – кратность пускового тока электродвигателя по отношению к его номинальному току;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение электродвигателя, кВ;  $\cos \varphi_{ном}$  – номинальный коэффициент мощности электродвигателя;  $\eta$  – КПД электродвигателя, %;  $P_{ном}$  – номинальная активная мощность электродвигателя, МВт;  $S_{ном}$  – номинальная полная мощность, МВ·А.

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходная ЭДС в ОЕ  $E''_{*AD}$  определяется по формуле

$$E''_{*AD} = \sqrt{(U_{*(0)(ном)} - I_{*(0)ном} x''_{AD} \sin \varphi_{(0)})^2 + \rightarrow + I_{*(0)ном}^2 x''_{AD(ном)} \cos \varphi_{(0)} \frac{U_{ном}}{U_{\delta}}}, \quad (3.55)$$



Индуктивное сопротивление  $x_{*AD}$  находится из выражения

$$x_{*AD} = x_{*n} \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}. \quad (3.56)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная полная мощность, МВ·А определяется по выражению (3.52);  $x_{*n}$  – пусковое индуктивное сопротивление АД в относительных единицах.

$$x_{*n} = 1 / K_n, \quad (3.57)$$

где  $K_n$  – кратность пускового тока АД.

В зависимости от назначения расчетов ЭДС  $E_{*AD(\sigma)}''$  может быть определена по приближенной формуле

$$E_{*AD}'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_{ном} - (\sin \varphi_{ном} + x_{*n})^2} \quad (3.58)$$

или по упрощенной формуле

$$E_{*AD}'' = 1 - x_{*n} \sin \varphi_{ном}. \quad (3.59)$$

**Комплексная нагрузка.** В практических расчетах сверхпереходного тока КЗ обычно выделяются лишь крупные СМ и АД, оказывающие существенное влияние на переходный процесс КЗ. В электроустановках, присоединенных к сетям напряжением выше 1 кВ, все остальные электроприемники – СД и АД, преобразователи, электротехнологические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания и газоразрядные источники света учитываются в виде комплексной нагрузки (КН).

В приближенных расчетах начального действующего тока трехфазного КЗ допускается эквивалентирование комплексной нагрузки с представлением ее в виде эквивалентной сверхпереходной ЭДС и эквивалентного сопротивления (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Параметры комплексных нагрузок

Потребители комплексной нагрузки	Эквивалентная сверхпереходная ЭДС, $E_{*KH}''$ , ОЕ	Сопротивление $z_{*KH}$ , ОЕ
Синхронные электродвигатели высоковольтные	1,074	0,04 + j0,15
Асинхронные электродвигатели высоковольтные	0,93	0,01 + j0,17
Асинхронные электродвигатели низковольтные	0,9	0,07 + j0,18
Газоразрядные источники света	0	0,85 + j0,53
Преобразователи	0	0,9 + j0,45
Электротермические установки	0	1 + j0,49

Значения комплексных сопротивлений отдельных узлов обобщенной нагрузки приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Параметры узлов обобщенной нагрузки

Узел, №	Узлы обобщенной нагрузки						Параметры узла нагрузки напряжением, кВ		
							6-10	$\dot{E}_{*НГ(ном)}$	35-110
							$\dot{Z}_{*НГ(ном)}$		$\dot{Z}_{*НГ(ном)}$
1	100	-	-	-	-	-	$0,04 + j0,15$	1,11	$0,04 + j0,25$
2	-	100	-	-	-	-	$0,03 + j0,17$	0,936	$0,03 + j0,27$
3	25	10	40	10	11	4	$0,3 + j0,43$	0,865	$0,04 + j0,54$
4	50	10	15	-	-	25	$0,1 + j0,33$	1,03	$0,15 + j0,43$
5	-	-	35	-	-	65	$0,17 + j0,23$	0,788	$0,2 + j0,34$
6	50	50	-	-	-	-	$0,02 + j0,2$	1,0	$0,02 + j0,31$

*Примечание.* В таблице приняты следующие обозначения: СД – синхронные электродвигатели напряжением свыше 1 кВ; АД – асинхронные электродвигатели напряжением свыше 1 кВ; АДН – асинхронные электродвигатели напряжением до 1 кВ; П – преобразователи; ЭТ – электротермические установки; О – освещение.

Переходный процесс КЗ в узлах комплексной нагрузки может быть охарактеризован эквивалентной ЭДС и сверхпереходным сопротивлением, приведенными к номинальным условиям:

При расчетах токов КЗ учитывается влияние каждой комплексной нагрузки, если ток в месте КЗ от этой нагрузки составляет не менее 5% тока в месте КЗ, определенного без учета нагрузки.

В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки определяется как геометрическая сумма токов от отдельных ее элементов.

$$E''_{*KH(ном)} = 0,85; \quad x_{*KH(ном)} = 0,35.$$

Перевод этих параметров к базисным условиям осуществляется по выражениям, приведенным в табл. 3.6.

**Средние значения параметров генерирующих ветвей.** Пусть все вращающиеся машины в СЭС до КЗ работали при номинальных параметрах, тогда для приближенных расчетов можно воспользоваться средними сверхпереходными значениями ЭДС и сопротивлений генерирующих ветвей. В табл. 3.6 параметры приведены к номинальной нагрузке. Перевод этих параметров к базисным условиям осуществляется по формулам (3.6) и (3.8).

Таблица 3.6

Паспортные параметры генерирующих ветвей

Наименование элемента	ЭДС, $E_{*(ном)}$	Сопротивление, $x_{*(ном)}$
Турбогенераторы	1,08	0,125
Гидрогенераторы	1,13	0,20
Система	1,0	по (3.27), (3.28)
Синхронные компенсаторы	1,20	0,20
Синхронные двигатели	1,10	0,20
Асинхронные двигатели	0,90	0,20
Комплексная нагрузка	0,85	0,85

**Расчетные выражения для определения сопротивлений схем замещения.** Расчеты ТКЗ могут выполняться как в относительных, так и в именованных единицах, поэтому для удобства последующих вычислений сведем в табл. 3.7 выражения, по которым определяются сопротивления схем замещения.

Таблица 3.7

Расчетные выражения для определения сопротивлений схем замещения

Элемент схемы	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы
Система	$x_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c''}$	$x_{*c} = \frac{S_{\delta}}{S_c''}$
Синхронный генератор	$x_{CG} = \frac{x_d''\%}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$x_{*CG} = \frac{x_d''\%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Силовой трансформатор	$x_m = \frac{u_k\%}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$x_{*m} = \frac{u_k\%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Реактор одиночный	$x_P = \frac{x_{ном\%}}{100} \frac{U_{ном}}{I_{ном}}$	$x_{*P} = \frac{x_{ном\%}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
ЛЭП (ВЛ, КЛ)	$x_{ЛЭП} = x_y \cdot l$	$x_{*ЛЭП} = x_y \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}$
Асинхронный двигатель	$x_{AD} = \frac{1}{K_n} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$x_{*AD} = \frac{1}{K_n} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Синхронный двигатель	$x_{CM} = \frac{x_d''\%}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$x_{*CM} = \frac{x_d''\%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Комплексная нагрузка	$x_{KH} = 0,35 \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$	$x_{*KH} = 0,35 \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$

При проверке выбранного коммутационного электрооборудования кроме токов короткого замыкания необходимо знать значение мощности короткого замыкания.

**Мощность короткого замыкания** – условное значение, равное увеличенному в  $\sqrt{3}$  раз произведению тока трехфазного короткого замыкания на номинальное напряжение соответствующей электрической сети

$$S_{KЗ} = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)} \cdot U_{ном} \cdot \quad (3.60)$$

\* \* \*

**Пример 3.1.** Определить ток и мощность короткого замыкания в заданных точках СЭС, представленной на рис. 3.20. В расчете использовать данные предыдущих разделов, а также дополнительную информацию: система –  $S_{кз} = 3200$  МВ·А;  $U_{1ном} = 110$  кВ;  $U_{2ном} = 10$  кВ;  $S_T = 16$  МВ·А;  $U_k\% = 10,5$ ;  $l_{ВЛ} = 20$  км;  $l_{КЛ} = 0,5$  км;  $F_{КЛ} = 50$  мм<sup>2</sup>.

## Решение

1. На основе принципиальной схемы составить упрощенную расчетную схему и указать для расчета необходимые точки короткого замыкания.

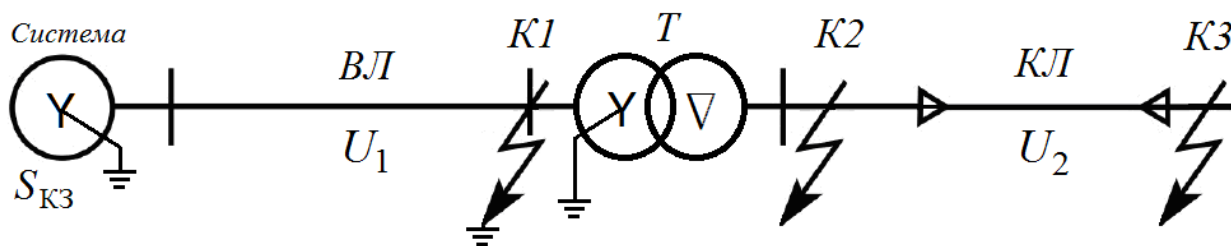


Рис. 3.20. Упрощенная расчетная схема

2. В соответствии с упрощенной расчетной схемой составить схему замещения

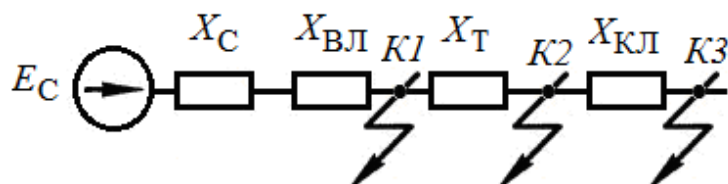


Рис. 3.21. Схема замещения СЭС

3. Поскольку в рассматриваемой СЭС имеется несколько уровней напряжения, то расчеты ТКЗ целесообразно выполнять в относительных единицах:

а) принять соответствующие базисные условия:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{\delta 2} = 10,5 \text{ кВ};$$

б) рассчитать соответствующие базисные токи

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

4. Вычислить сопротивления элементов схемы замещения по формулам табл. 3.7:

а) сопротивление системы

$$X_{C*} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa 3}} = \frac{1000}{3200} = 0,313;$$

б) сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ*} = x_{y\partial} \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp1}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,605;$$

в) сопротивления трансформатора

$$X_T = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}/2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56;$$

г) сопротивление КЛ. По справочным данным:  $x_{y\partial} = 0,07$  Ом/км;  $r_{y\partial} = 0,64$  Ом/км и активным сопротивлением пренебрегать нельзя, поэтому в расчетах используется полное удельное сопротивление

$$z_{y\partial} = \sqrt{r_{y\partial}^2 + x_{y\partial}^2} = \sqrt{0,64^2 + 0,07^2} = 0,644 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{KL*} = z_{y\partial} \cdot l_{KL} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp2}^2} = 0,644 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,92.$$

4. Рассчитать трехфазные токи КЗ:

а) в точке К1

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{C*}}{X_{C*} + X_{BL*}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,313 + 0,605} \cdot 5,02 = 5,47 \text{ кА};$$

б) в точке К2

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_{C*} \cdot I_{\sigma 2}}{X_{C*} + X_{BL*} + X_{T*}} = \frac{1}{0,313 + 0,605 + 6,56} \cdot 55 = 7,35 \text{ кА}$$

в) в точке К3

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_{C*} \cdot I_{\sigma 2}}{X_{C*} + X_{BL*} + X_{T*} + Z_{KL*}} = \frac{1 \cdot 55}{0,313 + 0,605 + 6,56 + 2,92} = 5,29 \text{ кА}.$$

5. Рассчитать ударный ТКЗ для чего необходимо задаться средним значением ударного коэффициента  $k_y$  по табл. 2.1:

а) в точке К1

$$i_{yK1} = k_{yK1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,47 = 14,3 \text{ кА};$$

б) в точке К2

$$i_{yK2} = k_{yK2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,35 = 18,7 \text{ кА};$$

в) в точке К3

$$i_{yK3} = k_{yK3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 1,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,29 = 10,5 \text{ кА}.$$

6. Рассчитать мощность КЗ:

а) в точке К1

$$S_{K3K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(3)} \cdot U_{1ном} = \sqrt{3} \cdot 5,47 \cdot 110 = 1041 \text{ МВ·А};$$

б) в точке К2

$$S_{K3K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2}^{(3)} \cdot U_{2ном} = \sqrt{3} \cdot 7,35 \cdot 10 = 127 \text{ МВ·А};$$

в) в точке К3

$$S_{K3K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{2ном} = \sqrt{3} \cdot 5,29 \cdot 10 = 91,6 \text{ МВ·А}.$$

7. Для сравнения полученных результатов расчеты свести в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Результаты расчетов ТКЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$ , кА	$i_y$ , кА	$S_{КЗ}$ , МВ·А
К1	5,47	14,3	1041
К2	7,35	18,7	127
К3	5,29	10,5	91,6

### Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования

1. Каков порядок расчета симметричных токов короткого замыкания?
2. Что понимается под расчетной схемой системы электроснабжения?
3. Для каких режимов работы системы электроснабжения составляется расчетная схема и что указывается в приложении к ней?
4. Что не показывается в расчетных схемах электроустановок напряжением выше 1 кВ?
5. Какие упрощения вносятся в расчетные схемы?
6. Что представляет собой схемой замещения?
7. Какие упрощения вносятся в схемы замещения?
8. Какие основные методы преобразования схем замещения используются для практических расчетов токов короткого замыкания?
9. В каком случае используется метод преобразования схемы замещения с совмещением точек одинакового потенциала?
10. Что считается базисной ступенью трансформации?
11. В каких случаях целесообразно представлять выражение элементов схем замещения в *именованных* единицах?
12. В каких случаях целесообразно представлять выражение элементов схем замещения в *относительных* единицах?
13. Каковы основные положения порядка представления элементов схем замещения в относительных единицах?
14. Какое число целесообразно принимать при выборе базисной мощности?
15. Как выбирается базисное напряжение?
16. Какова зависимость окончательного результата расчета токов короткого замыкания от выбора базисных условий?
17. Каковы особенности инженерных расчетов токов КЗ?
18. Какими способами могут быть заданы параметры электрической системы?
19. Какие допущения используются при определении в режиме короткого замыкания сопротивлений трансформаторов и автотрансформаторов?
20. В чем состоит различие методики ввода в схемы замещения сопротивлений ВЛ и КЛ?
21. В каких случаях СД и АД становятся источниками подпитки места короткого замыкания?
22. Что относится к комплексной нагрузке?
23. Для каких условий работы электроприемников вычислены средние справочные значения параметров генерирующих ветвей?
24. Для каких случаев используется определяемая для точки короткого замыкания условная мощность КЗ?

## Глава 4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ НАРУШЕНИИ СИММЕТРИИ ТРЕХФАЗНОЙ ЦЕПИ

### 4.1. Общие положения и допущения

Наряду с рассмотренными выше симметричными переходными процессами в электроэнергетических системах наблюдаются и несимметричные режимы, которые возникают вследствие несимметричных коротких замыканий или обрыва одной или двух фаз в сети. При КЗ проявляется поперечная несимметрия, а при обрыве фаз – продольная. Наибольшие увеличения токов происходят при КЗ, поэтому рассмотрим эти несимметричные процессы.

Согласно статистике в трехфазных сетях СЭС наиболее часто возникают следующие виды КЗ (см. п. 1.5, табл. 1.1): двухфазное, однофазное, двойное и двухфазное на землю. Эти виды КЗ характеризуются **несимметрией**.

**Несимметрией трехфазной электроустановки** называют неравенство значений параметров элементов ее фаз.

**Продольная несимметрия** – несимметрия трехфазной электроустановки, обусловленная последовательно включенным в ее цепь несимметричным трехфазным элементом.

**Поперечная несимметрия** – несимметрия трехфазной электроустановки, обусловленная КЗ одной или двух фаз на землю или двух фаз между собой.

**Однократная несимметрия** – продольная или поперечная несимметрия, возникающая в одной точке СЭС.

**Сложная несимметрия** – несимметрия трехфазной электроустановки, представляющая собой комбинацию из продольных и поперечных несимметрий.

Токи в поврежденных фазах превосходят значения токов неповрежденных фаз, а в ряде случаев даже превышают трехфазные ТКЗ. При несимметричных коротких замыканиях трехфазная система теряет симметричность, что приводит к необходимости проведения более сложных расчетов для каждой фазы.

С целью упрощения вычислений токов и напряжений при несимметричных КЗ применяется метод симметричных составляющих. К известным допущениям и требованиям п. 1.9 добавляются новые:

- 1) несимметрия возникает только в одном месте схемы, другая часть остается симметричной;
- 2) анализируются и определяются только основные гармоники тока и напряжения;
- 3) в сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше, а также 0,38–0,66 кВ рассматривают все виды КЗ.

### 4.2. Метод симметричных составляющих

При несимметрии режимов трехфазной электрической сети в электрических машинах возникает пульсирующее магнитное поле ротора, которое образует полный спектр высших гармонических составляющих тока.



В этих условиях математический анализ переходных процессов весьма затруднен. Однако для большинства практических расчетов возможно учитывать лишь основные гармоники токов или напряжений. При таком ограничении возможно использование метода симметричных составляющих, который наиболее часто применяется для анализа несимметричных КЗ.

Метод симметричных составляющих (МСС) основан на математической теории многофазных электрических систем при неодинаковых условиях работы фаз. Математическое обоснование метода было разработано К. Фортестью, которое затем Р. Эванс и К. Вагнер применили для решения задач, возникающих при анализе несимметричных КЗ. В России активную роль внедрения МСС в расчетную практику сыграли работы Н.Н. Щедрина и С.А. Ульянова [30].

Основное положение МСС заключается в том, что любую несимметричную систему токов можно разложить па три *симметричные составляющие* системы прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Предполагается, что симметричные составляющие одновременно циркулируют в рассматриваемой сети в несимметричном режиме.

Симметричные составляющие описываются тремя линейными уравнениями, которые допускают только одно решение.

Все соотношения для симметричных составляющих токов справедливы и для напряжений.

Рассматриваемая несимметричная система токов допускает только одно разложение на симметричные составляющие.

Следовательно, **в общем случае, трехфазная несимметричная система, представляется совокупностью трех векторов, в виде трех симметричных систем прямой, обратной и нулевой последовательностей** (рис. 4.1).

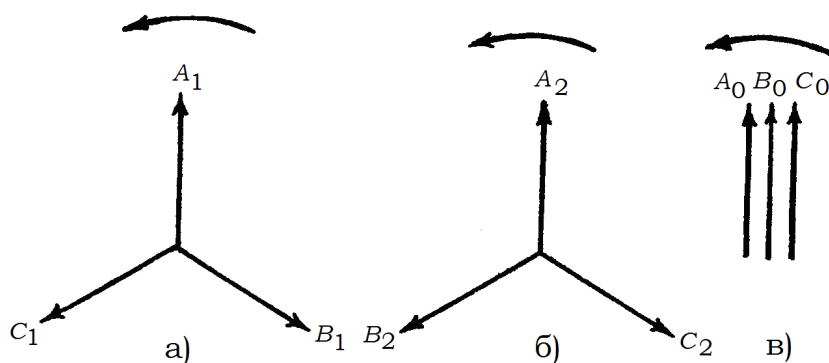


Рисунок 4.1 – Симметричные системы векторов последовательностей: а – прямой; б – обратной; в – нулевой

Физические явления в фазах для каждой из этих систем подобны, поэтому можно воспользоваться однолинейными схемами этих последовательностей и осуществлять расчет для одной фазы (аналогично расчетам, приведенным в главе 3). Любой из векторов прямой и обратной последовательности можно представить вектором другой фазы с помощью оператора поворота « $\alpha$ ».

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = \exp(j120^\circ). \quad (4.1)$$

Чтобы повернуть вектор в положительном против часовой стрелки направлении на  $120^\circ$  достаточно умножить его на оператор « $a$ ». Умножение вектора на  $a^2$  приводит к его повороту на  $240^\circ$ . Умножение на  $a^3$  не изменяет положения вектора.

В уравновешенной симметричной системе прямой последовательности (рис. 4.1, а) порядок чередования фаз  $A, B, C$ . Каждый из трех одинаковых по значению векторов сдвинут относительно друг друга на  $120^\circ$  и может быть представлен следующим образом:

$$\begin{cases} \dot{N}_A = a \cdot \dot{N}_B = a^2 \cdot \dot{N}_C; \\ \dot{N}_B = a \cdot \dot{N}_C = a^2 \cdot \dot{N}_A; \\ \dot{N}_C = a \cdot \dot{N}_A = a^2 \cdot \dot{N}_B, \end{cases} \quad (4.2)$$

где  $\dot{N}$  – вектор тока или напряжения.

Векторы  $\dot{N}$  тока или напряжения в этой системе в дальнейшем обозначаются индексом прямой последовательности «1».

Симметричная система токов обратной последовательности (рис. 4.1, б) представляет собой три одинаковых по значению вектора, расположенных под углом  $120^\circ$  и вращающихся против часовой стрелки. Система обратной последовательности также является уравновешенной системой, но с другим порядком чередования фаз –  $A, C, B$ . Индекс векторов обратной последовательности – «2».

Свойство уравновешенности векторов систем прямой и обратной последовательностей позволяет записать выражение

$$\begin{cases} \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{B1} + \dot{N}_{C1} = \dot{N}_{A1} \cdot (1 + a^2 + a) = 0; \\ \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{B2} + \dot{N}_{C2} = \dot{N}_{A2} \cdot (1 + a + a^2) = 0. \end{cases} \quad (4.3)$$

Симметричная система нулевой последовательности (рис. 4.1, в) существенно отличается от систем прямой и обратной последовательности. Она представляет собой систему трех переменных векторов, совпадающих по фазе и имеющих одинаковую амплитуду. Например, токи нулевой последовательности являются, по существу, разветвлением однофазного тока, для которого три провода трехфазной цепи составляют один прямой провод, а обратным служит земля или четвертый (нулевой) провод. Появление токов нулевой последовательности в сети означает возникновение в ней несимметричного замыкания на землю.

Векторы системы нулевой последовательности совпадают между собой по направлению и имеют индекс «0». Система является **симметричной**, но **не уравновешенной**:

$$\dot{N}_{A0} + \dot{N}_{B0} + \dot{N}_{C0} = 3 \cdot \dot{N}_{A0} \neq 0. \quad (4.4)$$

Составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей позволяют анализировать и синтезировать любую несимметричную систему, используя выражения

$$\begin{cases} \dot{N}_A = \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0}; \\ \dot{N}_B = \dot{N}_{B1} + \dot{N}_{B2} + \dot{N}_{B0}; \\ \dot{N}_C = \dot{N}_{C1} + \dot{N}_{C2} + \dot{N}_{C0}. \end{cases} \quad (4.5)$$

При анализе процесса несимметричного КЗ выделяют одну из фаз, называемую **особой**, поскольку условия в ней отличаются от условий других фаз.

**Особой фазой** называется фаза трехфазной электроустановки, которая при возникновении продольной или поперечной несимметрии оказывается в условиях, отличающихся от условий для двух других фаз.

Пусть особой фазой будет фаза А, тогда систему уравнений (4.5) с учетом свойств оператора поворота можно записать в другом виде

$$\begin{cases} \dot{N}_A = \dot{N}_{A1} + \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{A0}; \\ \dot{N}_B = a^2 \cdot \dot{N}_{A1} + a \cdot \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{B0}; \\ \dot{N}_C = a \cdot \dot{N}_{A1} + a^2 \cdot \dot{N}_{A2} + \dot{N}_{C0}. \end{cases} \quad (4.6)$$

Эта система уравнений позволяет выделить из исходной несимметричной системы симметричные составляющие

$$\begin{cases} \dot{N}_{A1} = (\dot{N}_A + a \cdot \dot{N}_B + a^2 \cdot \dot{N}_C) / 3; \\ \dot{N}_{A2} = (\dot{N}_A + a^2 \cdot \dot{N}_B + a \cdot \dot{N}_C) / 3; \\ \dot{N}_{A0} = (\dot{N}_A + \dot{N}_B + \dot{N}_C) / 3. \end{cases} \quad (4.7)$$

Анализ (разложение) и синтез (объединение) несимметричной трехфазной системы с помощью векторных диаграмм [14] и рассмотренных систем уравнений приведен на рис. 4.2 и 4.3.

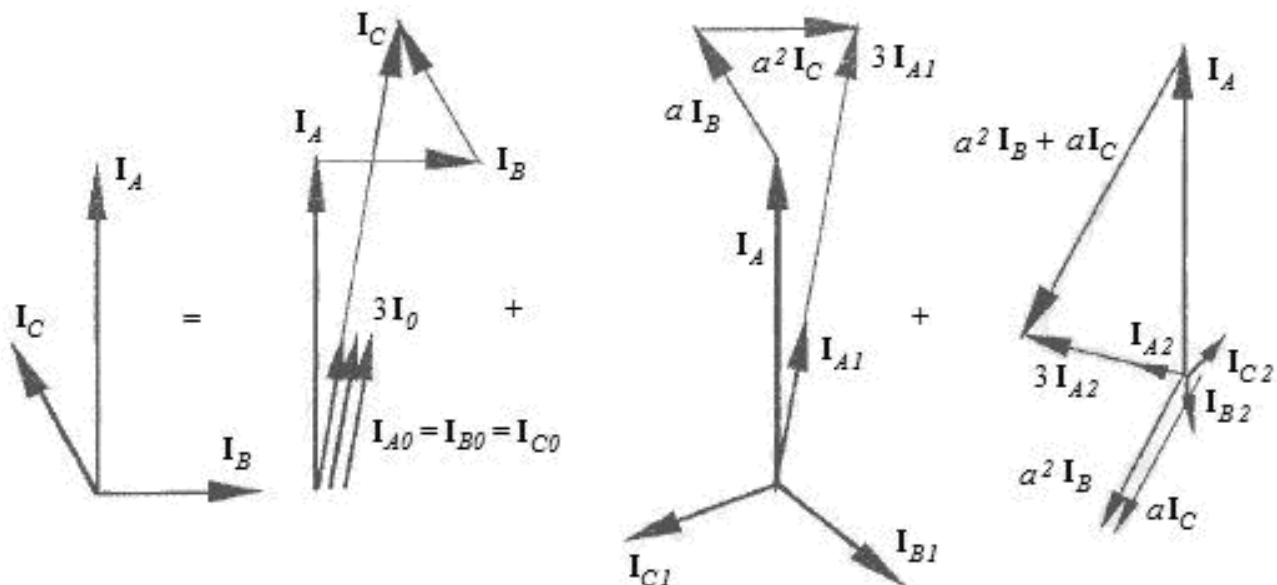


Рисунок 4.2 – Анализ несимметричной системы токов

Рассмотрим разложение на составляющие несимметричной системы токов. На рис. 4.2 по (4.7) графически определены симметричные состав-

ляющие векторов  $\dot{I}_{A1}$ ,  $\dot{I}_{A2}$  и  $\dot{I}_{A0}$ . С помощью геометрических построений, соответствующих выражениям (4.2)–(4.4), найдем токи нулевой, прямой и обратной последовательностей. Если сложить симметричные составляющие в соответствии с выражениями (4.5)–(4.6), то получим исходную систему.

На рис. 4.3 синтезированы [18] исходные векторы фаз  $\dot{N}_A$ ,  $\dot{N}_B$  и  $\dot{N}_C$ .

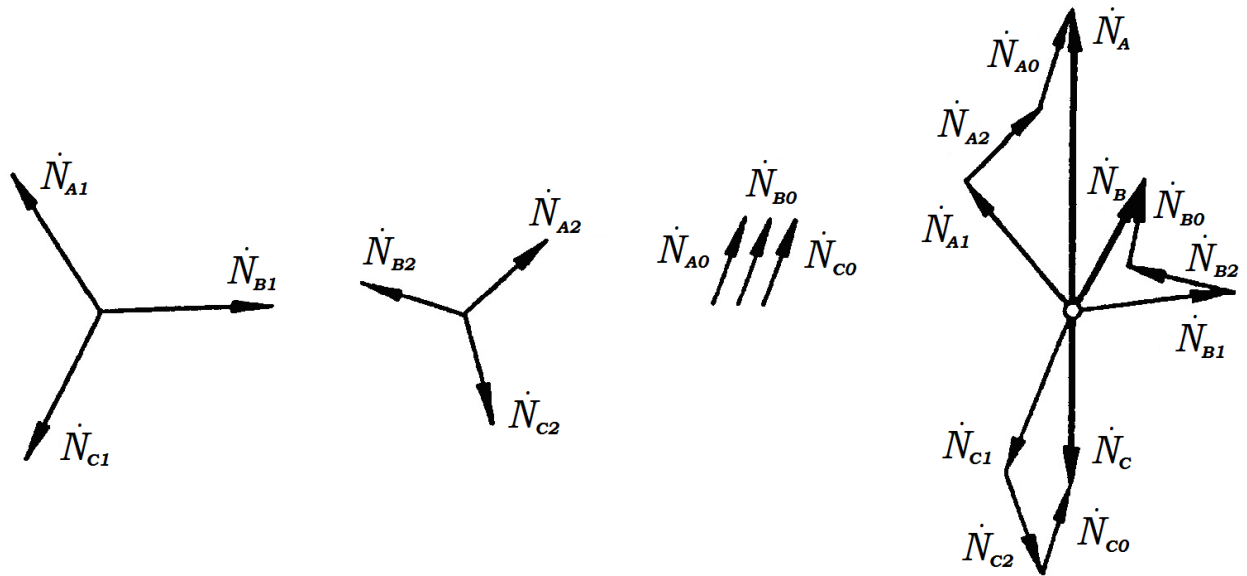


Рисунок 4.3 – Синтез составляющих векторов  $\dot{N}$  несимметричной трехфазной системы

#### 4.3. Использование метода симметричных составляющих для анализа несимметричных коротких замыканий

Для облегчения математического анализа несимметричных переходных процессов наряду с допущениями п. 1.9 и п. 4.1 считают, что:

- токи симметричных составляющих связаны с одноименными симметричными составляющими напряжений;
- токи и напряжения симметричных составляющих различных последовательностей не взаимодействуют друг с другом;
- каждый элемент СЭС обладает своим специфическим сопротивлением прохождению токов различных последовательностей.

В этом случае, если какой-либо элемент цепи симметричен и обладает по отношению к симметричным составляющим тока (например, для фазы А сети напряжением 110 кВ) прямой  $\dot{I}_{A1}$ , обратной  $\dot{I}_{A2}$  и нулевой  $\dot{I}_{A0}$  последовательностей соответственно, то симметричные составляющие падения напряжения  $\Delta\dot{U}$  в этом элементе будут определены согласно приведенным ниже соотношениям

$$\begin{cases} \Delta\dot{U}_1 = j \cdot x_1 \cdot \dot{I}_1; \\ \Delta\dot{U}_2 = j \cdot x_2 \cdot \dot{I}_2; \\ \Delta\dot{U}_0 = j \cdot x_0 \cdot \dot{I}_0, \end{cases} \quad (4.8)$$

где  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_0$  – соответственно сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности.

Пусть в трехфазной симметричной цепи (рис. 4.4) произошло замыкание на землю  $K^{(1)}$ . Возникший ТКЗ анализируется на схемах, представленных на рис. 4.5. ТКЗ протекает по элементам схемы под действием ЭДС генераторов  $G_1$  и  $G_2$ . В точке однофазного КЗ создается несимметричная система напряжений (рис. 4.5, б), которую представим в разложенном на три симметричных составляющих виде (рис. 4.5, в). Тогда можно считать, что напряжения каждой из последовательности для каждой фазы приложены соответственно и в своей эквивалентной схеме. Выделив из этой системы симметричные составляющие особой фазы **A** и приложив каждую из них к схеме своей последовательности, получим три схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

ЭДС симметричного трехфазного источника питания образуют симметричную уравновешенную систему векторов. При симметричной схеме короткозамкнутой цепи такая система ЭДС может вызвать только токи прямой последовательности, поскольку напряжения или ЭДС других последовательностей отсутствуют.

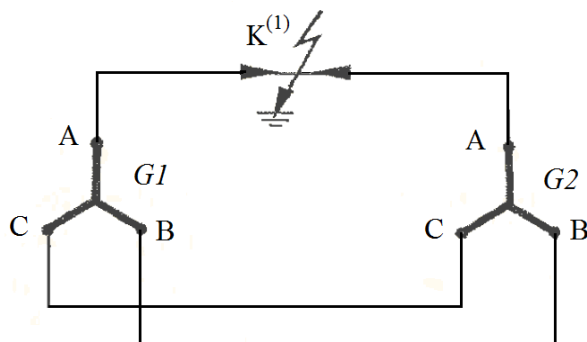


Рисунок 4.4 – Замыкание на землю фазы **A** в точке цепи, питаемой с двух сторон

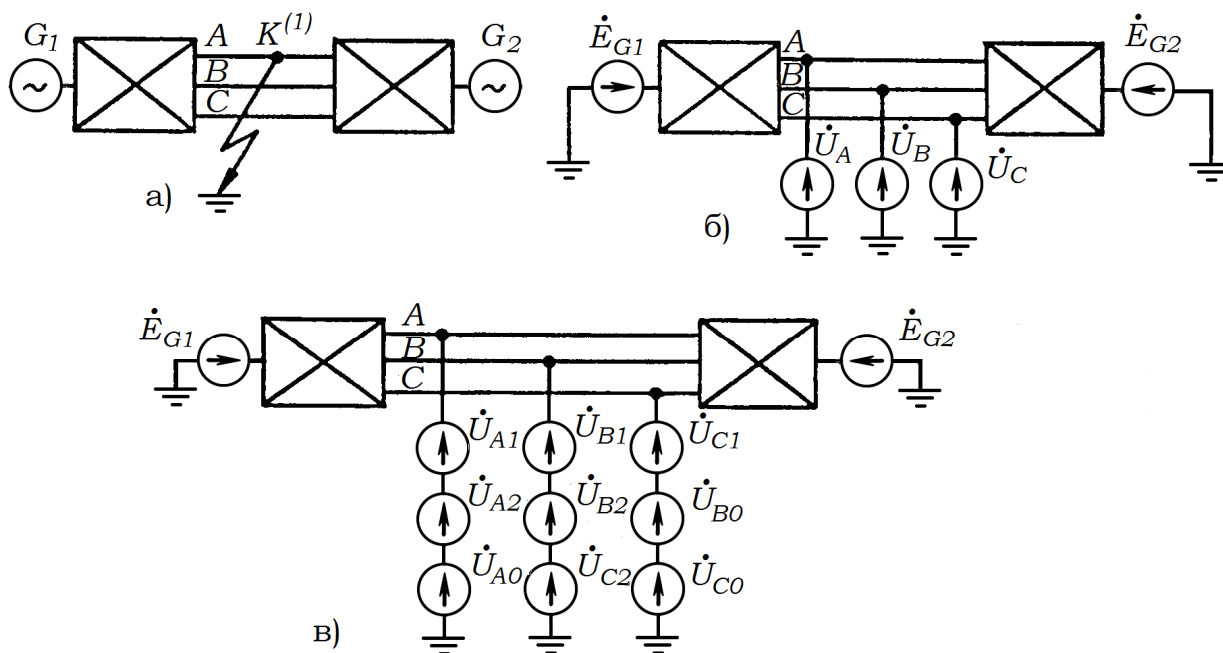


Рисунок 4.5 – Однофазное КЗ в трехфазной цепи: а – расчетная схема; б – несимметричная система напряжений в месте КЗ; в – разложение на симметричные составляющие

Нарушение симметрии в системе вызывает появление несимметричных напряжений, связанных согласно (4.8) с несимметричной системой токов. Токи всех симметричных последовательностей образуют в генераторе источника питания соответствующие магнитные потоки, которые вызывают в обмотках ЭДС этих последовательностей. ЭДС обратной и нулевой последовательностей можно учесть значением падения напряжения в индуктивном сопротивлении генератора. Поэтому можно допустить, что при любом режиме внешнего несимметричного КЗ генератор вырабатывает ЭДС только прямой последовательности. Тогда ЭДС обратной и нулевой последовательности генератора (источника питания) равны нулю.

Следовательно, несимметричные переходные процессы в системе можно анализировать по эквивалентным однолинейным схемам замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Протекание токов обратной и нулевой последовательностей следует рассматривать как результат возникновения в месте КЗ напряжений обратной последовательности  $U_2$  и нулевой последовательности  $U_0$ . По мере продвижения по цепи от места КЗ к источнику питания напряжение прямой последовательности  $U_1$  возрастает до ЭДС источника, а  $U_2$  и  $U_0$  – уменьшаются до нуля.

По второму закону Кирхгофа можно записать выражения для определения симметричных составляющих напряжения в месте КЗ

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{E} - j \cdot x_1 \cdot I_1; \\ \dot{U}_2 = 0 - j \cdot x_2 \cdot I_2; \\ \dot{U}_0 = 0 - j \cdot x_0 \cdot I_0. \end{cases} \quad (4.9)$$

В случае анализа переходного процесса продольной несимметрии при обрывах проводов фаз основные уравнения имеют аналогичную структуру, однако вместо  $U_1$ ,  $U_2$  и  $U_0$  в них следует ввести разности фазных напряжений соответствующих последовательностей по концам местной несимметрии, а сопротивления  $x_1$ ,  $x_2$  и  $x_0$  должны быть эквивалентными, взятыми из соответствующих схем последовательностей.

#### **4.4. Схемы замещения отдельных последовательностей**

В общем случае нахождение токов КЗ при несимметричных переходных процессах выполняется в следующем порядке:

- 1) по расчетной схеме составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- 2) для анализа или расчета несимметричного ПП необходимо представить комплексные (результатирующие, эквивалентные) схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рис. 4.6), которые составляются на основании системы уравнений (4.9);
- 3) используя комплексные схемы замещения, определить их эквивалентные сопротивления  $x_{1\text{эк}}$ ,  $x_{2\text{эк}}$ ,  $x_{0\text{эк}}$  и эквивалентную ЭДС прямой последовательности  $E_{\text{эк}}$ ;

4) определить значение составляющей тока прямой последовательности  $I_1^{(n)}$  в месте КЗ;

5) по найденному значению  $I_1^{(n)}$  определить периодическую составляющую полного несимметричного ТКЗ.

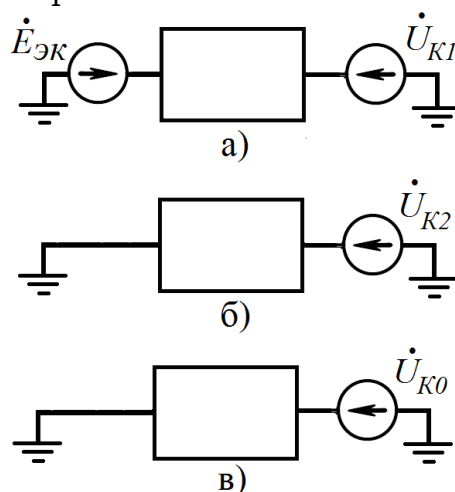


Рисунок 4.6 – Комплексные схемы замещения: а – прямой, б – обратной; в – нулевой последовательности

Комплексные схемы составляются и приводятся к простейшему виду, используя общую методику по п. 3.3. Однако при несимметричных переходных процессах имеется определенная специфика для каждой последовательности.

У каждой схемы замещения, используемой при расчетах несимметричных режимов, различаются *начало* (Н) и *конец* (К) схемы. В схемах замещения прямой и обратной последовательностей за начало схемы принимается точка, в которой объединены нейтрали генераторов и концы нагрузочных ветвей. Потенциал начала схемы замещения равен нулю.

Концом схемы замещения прямой или обратной последовательности при несимметричном коротком замыкании считается точка, где произошло замыкание.

За положительное направление токов прямой и обратной последовательностей при несимметричном КЗ принимается направление от начала к концу схемы замещения.

**Схема замещения прямой последовательности** при несимметричном коротком замыкании аналогична схеме при трехфазном КЗ.

Поскольку при любом несимметричном коротком замыкании напряжение прямой последовательности в точке короткого замыкания  $\dot{U}_{K1} \neq 0$ , то это напряжение вводится в схему замещения прямой последовательности. На схеме замещения показывается также весь контур, по которому замыкается ток прямой последовательности (рис. 4.6, а).

**Схемы замещения обратной последовательности** при несимметричном КЗ по своей структуре не отличаются от соответствующих схем замещения прямой последовательности, так как пути циркуляции токов прямой и обратной последовательностей одинаковы.

ЭДС обратной последовательности источников условно принимаются равными нулю. Это допущение основано на том, что ток обратной последовательности является следствием возникшего в месте повреждения напря-



жения обратной последовательности. Поэтому в схему замещения обратной последовательности при несимметричном КЗ вводится напряжение обратной последовательности в месте короткого замыкания  $\dot{U}_{K2}$  (рис. 4.6, б).

Аналогично в схему замещения нулевой последовательности при несимметричном КЗ (рис. 4.6, в) вводится напряжение  $\dot{U}_{K0}$ .

Для приведения схемы к эквивалентному виду начала генерирующих ветвей соединяются с концами нагрузок. При ориентировочных и приближенных расчетах схему обратной последовательности можно не составлять, считая ее аналогичной схеме прямой последовательности без ЭДС источника питания.

**Схемы замещения нулевой последовательности** отличаются от схем замещения прямой и обратной последовательностей, так как пути циркуляции токов прямой, обратной и нулевой последовательностей неодинаковы. Ток нулевой последовательности по существу является однофазным током, разветвленным между тремя фазами, т.е. для него все фазы трехфазной цепи являются тремя параллельно включенными ветвями, обладающими одинаковым сопротивлением. При этом конфигурация схемы замещения нулевой последовательности в значительной мере определяется числом и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, содержащихся в исходной расчетной схеме.

Схема замещения нулевой последовательности составляется, начиная от ее конца, т.е. от места возникновения продольной несимметрии. Для этого необходимо представить, что в точке короткого замыкания  $K$  все фазы трехфазной цепи соединены между собой и между полученной перемычкой и землей включен источник напряжения  $\dot{U}_{K0}$  (рис. 4.6, в).

Включив источник напряжения нулевой последовательности по схеме, соответствующей заданному виду несимметрии, сначала выявляются возможные пути циркуляции токов нулевой последовательности в пределах той части исходной расчетной схемы, элементы которой электрически связаны с этим источником, а затем, учитывая схемы соединения обмоток имеющихся трансформаторов и автотрансформаторов, определяются возможные замкнутые контуры для циркуляции токов нулевой последовательности на других ступенях напряжения. В схему замещения нулевой последовательности входят только те элементы исходной расчетной схемы, по которым возможна циркуляция токов нулевой последовательности.

За начало схемы замещения нулевой последовательности принимаются соединенные между собой точки, в которых напряжение нулевой последовательности равно нулю. Однако если при продольной несимметрии отсутствует возможность циркуляции тока нулевой последовательности по земле, например при замыканиях фазы на землю  $З^{(1)}$  в сетях напряжением 6–10–35 кВ с изолированной нейтралью, понятие о начале схемы замещения нулевой последовательности теряет смысл.

Концы элементов схемы, через которые возвращаются токи нулевой последовательности, имеют потенциал земли. Поэтому они объединяются в общую точку.

Если нейтраль заземлена через сопротивление, то его вводят в схему замещения утроенным значением, т.к. через него протекает утроенный ток.

При однофазном или двухфазном коротком замыкании на землю для циркуляции токов нулевой последовательности, как правило необходимо, чтобы в той части электрической цепи, которая электрически связана с

указанным источником напряжения  $\dot{U}_{K0}$ , была хотя бы одна заземленная нейтраль. В случае наличия нескольких заземленных нейтралей схема замещения нулевой последовательности может содержать несколько параллельно включенных контуров. Для циркуляции токов нулевой последовательности на других ступенях напряжения, как правило, необходимо наличие не менее двух заземленных нейтралей.

Схема нулевой последовательности составляется при анализе и расчете однофазных, двойных и двухфазных КЗ на землю в сетях с эффективно заземленной и глухозаземленной нейтралью.

#### **4.5. Сопротивления электроустановок для токов различных последовательностей**

При определении значений сопротивлений электроустановок, находящихся в цепи несимметричного КЗ, следует опираться на основные положения метода симметричных составляющих:

1) любая несимметричная система токов представляется в виде трех симметричных систем – прямой, обратной и нулевой последовательностей;

2) в трехфазной цепи в месте КЗ наряду с напряжениями прямой последовательности возникают напряжения обратной и нулевой последовательностей. В ветвях схемы вместе с токами прямой последовательности начинают циркулировать токи обратной и нулевой последовательностей;

3) в симметричных электрических цепях токи и напряжения схем отдельных последовательностей связаны между собой законами Ома и Кирхгофа и могут рассматриваться независимо друг от друга;

4) элементы трехфазной цепи для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей имеют неодинаковые сопротивления. ЭДС генераторов симметричны и не содержат обратной и нулевой составляющих. Поэтому в электрических системах существуют только ЭДС прямой последовательности, а токи обратной и нулевой последовательностей определяются только соответствующими напряжениями в точке КЗ;

5) между системами трех симметричных составляющих всегда существует связь, задаваемая условиями короткого замыкания. Эта связь устанавливается путем перевода граничных условий короткого замыкания, заданных через действительные токи и напряжения, в условия, заданные через симметричные составляющие.

При вычислении значений сопротивлений электроустановок также учитываются следующие особенности:

1) каждый элемент системы электроснабжения характеризуется параметрами прямой, обратной и нулевой последовательностей;

2) все сопротивления элементов системы, которыми они представлялись в расчетах *симметричного* КЗ, являются сопротивлениями прямой последовательности;

3) сопротивление прямой последовательности любого элемента СЭС – это сопротивление при симметричном режиме работы фаз, т.е. те сопротивления, что и при трехфазном КЗ, поскольку токи прямой последовательности являются токами трехфазного КЗ, следовательно  $x_1 = x$ ;  $r_1 = r$ ;  $z_1 = z$ .

4) для элементов, у которых отсутствует магнитная связь между фазами, например, реакторов, сопротивления различных последовательностей равны между собой  $z_1 = z_2 = z_0$  и не зависят от чередования фаз;

5) для элементов СЭС, магнитосвязанные цепи которых неподвижны относительно друг друга, например, силовых трансформаторов, ЛЭП, сопротивления прямой и обратной последовательностей равны, так как взаимоиנדукция между фазами такого элемента не изменяется при изменении порядка чередования фаз  $z_1 = z_2$ .

6) в связи с тем, что для ЛЭП, трансформаторов и реакторов  $x_2 = x_1$ , а у синхронных машин с успокоительными обмотками  $x_{2(n)}^* = x_d^{**}$  и асинхронных двигателей  $x_{2(n)}^* = 1/K_{n*}$ , то сопротивления обратной последовательности элементов СЭС *совпадают* с соответствующими сопротивлениями прямой последовательности  $x_2 = x_1$ ,  $r_2 = r_1$ ,  $z_2 = z_1$ .

7) сопротивления нулевой последовательности определяются током КЗ на землю и зависят от схем соединения фаз и заземления нейтрали. Если пути для прохождения токов нулевой последовательности нет, то это эквивалентно бесконечному сопротивлению.

Рассмотрим расчет сопротивлений нулевой последовательности для других случаев с различными элементами схем СЭС.

\* \* \*

**Воздушные линии электропередачи.** Токи нулевой последовательности, протекающие в трех фазах, возвращаются к источнику питания через землю и частично через заземляющий трос

$$x_0 = x_L + 2 \cdot x_M, \quad (4.10)$$

где  $x_L$  – индуктивное сопротивление взаимоиנדукции петли тока **провод – земля**;  $x_M$  – индуктивное сопротивление взаимной иנדукции провода рассматриваемой фазы с проводами двух других фаз.

В ВЛ, защищенных от прямых ударов молний заземленным тросом, расстояние между проводами и тросом значительно меньше расстояния между проводами и землей. Поэтому индуктивность петли **провод – трос** меньше индуктивности петли **провод – земля**. Следовательно, **заземленный трос уменьшает индуктивное сопротивление нулевой последовательности ВЛ**.

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности двухцепной ВЛ выше, чем у одноцепной ВЛ по причине электромагнитного влияния токов нулевой последовательности, протекающей в проводах соседней ВЛ. При этом достаточно сильное взаимное влияние сохраняется до расстояния 0,4–0,5 км между ВЛ.

В расчетах ТКЗ можно ориентироваться на средние соотношения сопротивлений нулевой и прямой последовательностей  $x_0 / x_1$  (табл. 4.1).

**Трехжильные кабельные линии.** Кабели могут быть проложены выше или ниже поверхности земли. В последнем случае распределение обратного тока в земле несколько отличается от того, которое имеет место при расположении кабеля над поверхностью земли. Однако это отличие невелико, и для определения параметров нулевой последовательности кабелей

независимо от способа их прокладки могут быть использованы выражения, полученные ранее для воздушных линий электропередачи.

Обычно кабели имеют проводящую оболочку, которую заземляют на концах кабелей и в некоторых промежуточных точках. При замыкании токоведущей жилы такого кабеля на оболочку обратным проводом для токов нулевой последовательности служат как сама оболочка, так и земля. Но между контуром жилы – земля и контуром оболочка–земля имеется взаимная индукция. Таким образом, кабель с заземленной оболочкой подобен воздушной линии с заземленным тросом.

Таблица 4.1

Соотношения индуктивных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей

Конструкция ВЛ	$x_0 / x_1$
Одноцепная линия:	
<i>без тросов</i>	3,5
<i>со стальными тросами</i>	3,0
<i>со сталеалюминиевыми тросами</i>	2,0
Двухцепная линия:	
<i>без тросов</i>	5,5
<i>со стальными тросами</i>	4,7
<i>со сталеалюминиевыми тросами</i>	3,0

Распределение тока нулевой последовательности между оболочкой кабеля и землей и соответственно полное сопротивление нулевой последовательности кабеля в значительной мере зависят от активного сопротивления заземлений оболочки, хотя при изменении этого сопротивления модуль полного сопротивления нулевой последовательности кабеля остается почти постоянным и изменяется лишь соотношение между активной и индуктивной составляющими полного сопротивления.

Если сопротивление заземлений невелико и им можно пренебречь, то ток в земле достигает наибольшего значения. Если же сопротивление заземлений оболочки велико, то весь ток нулевой последовательности возвращается только по оболочке. При этом значение индуктивной составляющей сопротивления нулевой последовательности кабеля оказывается наименьшим.

Действительное значение сопротивления нулевой последовательности кабелей, имеющих проводящую оболочку, находится между его значениями в рассмотренных предельных случаях. В приближенных расчетах для трехжильных кабелей принимают  $R_{K\lambda 0} \approx 10 R_{K\lambda 1}$  и  $X_{K\lambda 0} \approx (3,3 - 4,5) X_{K\lambda 1}$ .

\* \* \*

**Двухобмоточные силовые трансформаторы.** Схемы замещения силовых трехфазных трансформаторов по отношению к токам нулевой последовательности обусловлены их зависимостью от схем соединения обмоток, а особенности параметров – их зависимостью от конструктивного исполнения силовых трансформаторов (рис. 4.7).

Для циркуляции токов нулевой последовательности в обмотке трансформатора при появлении на ее выводах напряжения нулевой последовательности относительно земли в трехпроводной системе (короткое замыкание на землю на рис. 4.7, а) необходимо, чтобы эта обмотка имела заземленную нейтраль. Таким образом, сопротивление нулевой последовательности трансформатора со стороны обмотки, соединенной в треугольник или в

звезду с изолированной нейтралью, бесконечно велико. Если у трансформатора обмотка со стороны возможного появления напряжения нулевой последовательности соединена в звезду с заземленной нейтралью (обмотка высшего напряжения  $B$ ), то его сопротивление нулевой последовательности зависит от схем соединения других обмоток.

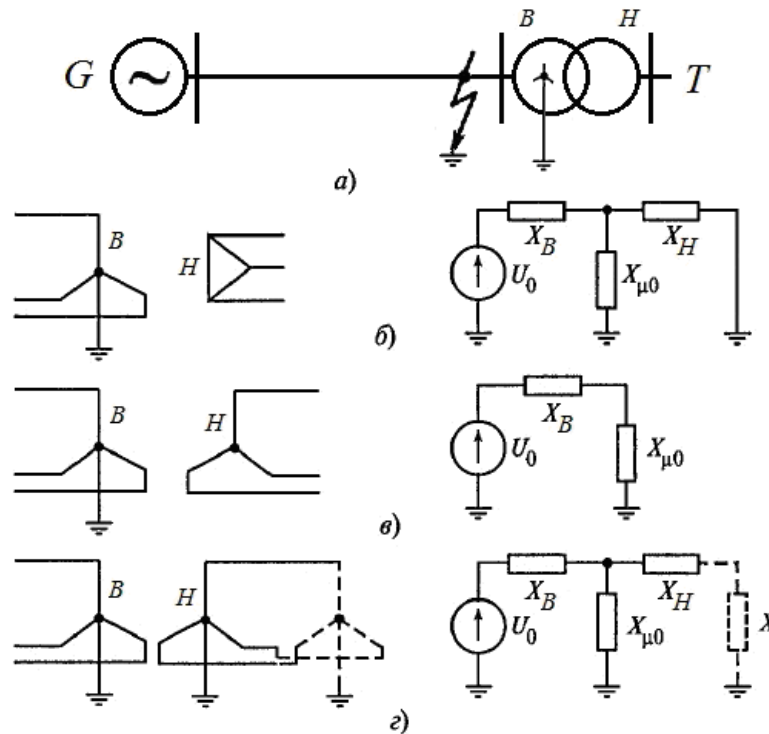


Рисунок 4.7 – Схемы соединения обмоток трансформаторов и схемы замещения для токов нулевой последовательности

На схемах соединения обмоток двух- и трехобмоточных трансформаторов и соответствующих схемах замещения для токов нулевой последовательности (рис. 4.7) показаны:  $U_0$  – источник напряжения нулевой последовательности;  $X_B$  – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки  $B$  (первичной обмотки высшего напряжения) соединенной в звезду с заземленной нейтралью;  $X_H$  – сопротивления рассеяния обмоток  $H$  (вторичных обмоток низшего напряжения), приведенные к обмотке  $B$ ;  $X_{\mu 0}$  индуктивное сопротивление ветви намагничивания по отношению к токам нулевой последовательности (зависит от конструктивного исполнения силового трансформатора).

В трехфазной группе из однофазных трансформаторов ток намагничивания не зависит от того, какой системой напряжений он обусловлен, поэтому

$$X_{\mu 0} = X_{\mu 1}, \quad (4.11)$$

где  $X_{\mu 1}$  – индуктивное сопротивление ветви намагничивания по отношению к токам прямой последовательности.

Эти сопротивления по сравнению с сопротивлениями рассеяния обмоток можно считать бесконечно большими. Такое утверждение справедливо и для трехфазных трансформаторов с четырехстержневым и бронестержневым магнитопроводом.

В обмотках двухобмоточного трансформатора, соединенных по схеме  $Y_0/\Delta$  (рис. 4.7, б), при появлении на выводах обмотки  $B$  напряжения нулевой последовательности, по фазам обмотки  $H$ , соединенной в треугольник, начинает циркулировать ток нулевой последовательности. Его значение таково, что обусловленное им падение напряжения в обмотке каждой фазы численно равно индуцируемой в ней ЭДС нулевой последовательности. Вследствие этого потенциалы линейных проводников оказываются равными нулю и ток в эти проводники не попадает. Поэтому на схеме замещения нулевой последовательности точка, соответствующая линейным выводам обмотки  $H$ , соединяется с точкой нулевого потенциала (с землей). Таким образом, индуктивное сопротивление рассеяния обмотки, соединенной в треугольник, является начальным элементом схемы замещения нулевой последовательности независимо от того, какие другие элементы подключены к этой обмотке.

Т.к. при любом конструктивном исполнении трансформатора

$$X_{\mu 0} \gg X_H, \text{ то } X_{\mu 0} \parallel X_H = \frac{X_{\mu 0} \cdot X_H}{X_{\mu 0} + X_H} \approx X_H, \quad (4.12)$$

т.е. при соединении обмотки  $H$  в треугольник сопротивление  $X_{\mu 0}$  считают бесконечно большим и не учитывают при определении сопротивления нулевой последовательности трансформатора.

При соединении обмоток двухобмоточного трансформатора по схеме  $Y_0/\Delta$  (рис. 4.7, в) токи нулевой последовательности в обмотку  $H$  не трансформируются, так как фазы этой обмотки не являются частью замкнутого контура для таких токов. Поэтому схема замещения нулевой последовательности рассматриваемого трансформатора содержит только сопротивление рассеяния обмотки  $B$  и сопротивление  $X_{\mu 0}$ . Учитывая, что  $X_{\mu 0} \gg X_B$  сопротивление нулевой последовательности трансформаторов с соединением обмоток по схеме  $Y_0/Y$  обычно принимают бесконечно большим.

В тех случаях, когда обмотки двухобмоточного трансформатора соединены по схеме  $Y_0/Y_0$  (рис. 4.7, г) трансформация токов нулевой последовательности в обмотку  $H$  возможна лишь в том случае, когда фазы этой обмотки по отношению к указанным токам являются частью замкнутого контура, включающего в себя и землю. Для этого необходимо, чтобы во внешней сети СЭС, электрически связанной с обмоткой  $H$ , была включена электроустановка с заземленной нейтралью, например трансформатор, в котором возможна трансформация тока в другую его обмотку. На рис. 4.7, г штриховыми линиями показана соединенная в звезду с заземленной нейтралью обмотка электроустановки, а на схеме замещения нулевой последовательности ее индуктивное сопротивление  $X$ . Если же это условие не выполняется, то схема замещения нулевой последовательности рассматриваемого трансформатора оказывается такой же, как и трансформатора с соединением обмоток по схеме  $Y_0/Y$ , где  $X_0 = X_1 + X_{\mu 0}$ .

\* \* \*

**Трехобмоточные силовые трансформаторы и автотрансформаторы.** Для циркуляции токов нулевой последовательности в обмотке трехобмоточного трансформатора при появлении на ее выводах напряжения нулевой последовательности относительно земли в трехпроводной системе (короткое замыкание на землю на рис. 4.8, а) необходимо, чтобы эта обмотка имела заземленную нейтраль.

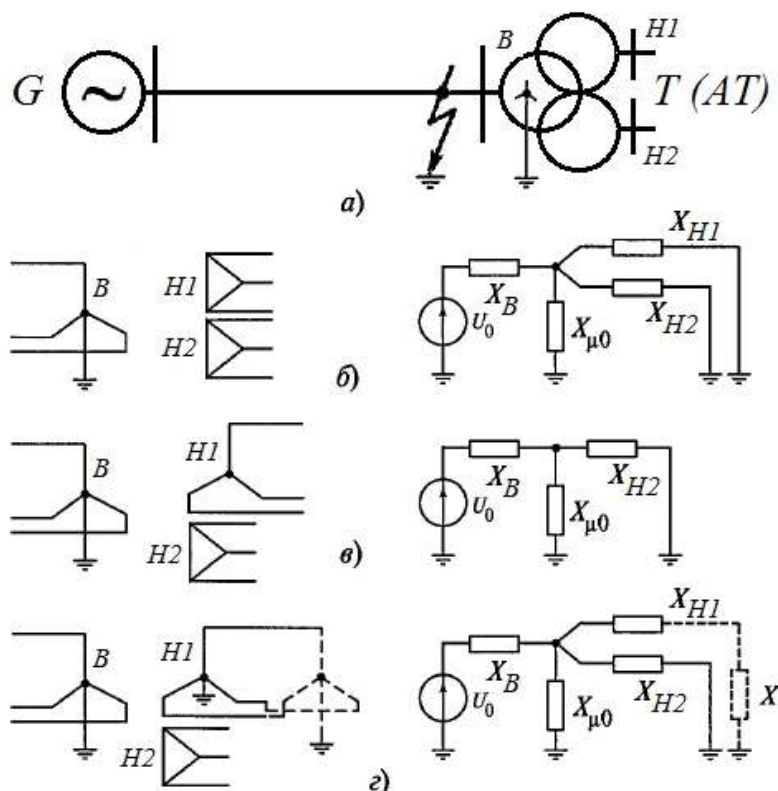


Рисунок 4.8 – Схемы соединения обмоток трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и схемы замещения для токов нулевой последовательности

У трехобмоточных трансформаторов с соединением обмотки  $B$  в звезду с заземленной нейтралью обмотка  $H_1$ , как и у двухобмоточных трансформаторов, может иметь разные схемы соединения, а дополнительная обмотка  $H_2$  обычно соединена в треугольник. Поэтому схемы замещения трехобмоточных трансформаторов по отношению к токам нулевой последовательности отличаются от схем соответствующих двухобмоточных трансформаторов лишь тем, что в них параллельно ветви намагничивания включается ветвь с сопротивлением рассеяния обмотки  $H_2$  (рис. 4.8, б–г). Поскольку ветвь намагничивания имеет сравнительно большое индуктивное сопротивление, ее часто исключают из схемы замещения, а в трехфазных трехстержневых трансформаторах ее иногда учитывают, уменьшая сопротивление рассеяния обмотки, соединенной в треугольник.

Схемы замещения автотрансформаторов по отношению к токам нулевой последовательности при непосредственном (глухом) заземлении их нейтрали не отличаются от соответствующих схем трансформаторов, имеющих ту же схему соединения обмоток: у двухобмоточных автотрансформаторов обе обмотки имеют общую нейтраль, и их схема замещения нулевой последовательности аналогична схеме замещения двухобмоточного трансформатора с соединением обмоток по схеме  $Y_0/Y_0$  (рис. 4.7, г); у



трехобмоточных автотрансформаторов третья обмотка обычно соединена в треугольник, поэтому их схема замещения нулевой последовательности аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора с соединением обмоток по схеме  $Y_0/Y_0/\Delta$  (рис. 4.8, г).

\* \* \*

**Трехобмоточные силовые трансформаторы и автотрансформаторы с сопротивлением в нейтрали.** Иногда в сетях с эффективно заземленной нейтралью нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов заземляют не непосредственно, а через какой-либо элемент, например резистор или реактор (рис. 4.9, а). Поскольку этот элемент является частью контура, по которому возможна циркуляция токов нулевой последовательности, то он должен быть учтен в схеме замещения нулевой последовательности.

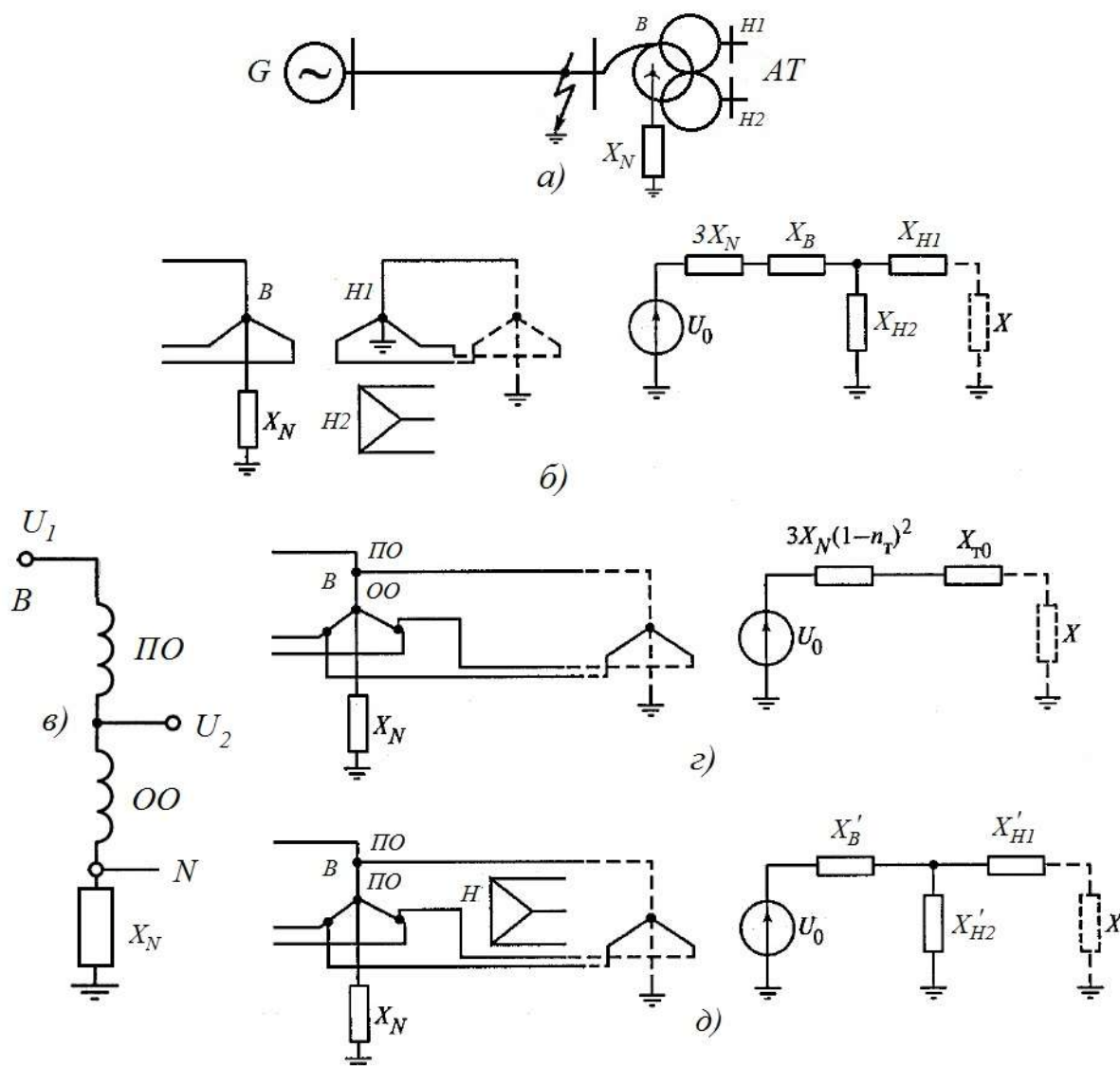


Рисунок 4.9 – Схемы соединения обмоток трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов и схемы замещения для токов нулевой последовательности при заземлении нейтрали через индуктивное сопротивление

При включении такого элемента в нейтраль обмотки  $B$  трехобмоточного трансформатора (рис. 4.9, б) этот элемент и три фазы обмотки  $B$  по отношению к токам нулевой последовательности оказываются включенными последовательно, при этом падение напряжения на сопротивлении  $X_N$

элемента от токов нулевой последовательности разных фаз в 3 раза больше, чем от тока одной фазы. Вследствие этого на схеме замещения нулевой последовательности элемент сопротивлением  $X_N$  включается последовательно с обмоткой  $B$  и учитывается утроенным сопротивлением в его схеме замещения.

Обмотки автотрансформаторов – последовательная (ПО) и общая (ОО) связаны между собой не только с помощью магнитного поля, но и электрически (рис. 4.9, б–д). Поэтому при заземлении нейтрали автотрансформатора, например через реактор, имеющий индуктивное сопротивление  $X_N$ , сопротивление нулевой последовательности такого автотрансформатора с учетом реактора оказывается зависящим не только от сопротивлений  $X_B$ ,  $X_{H1}$ ,  $X_{H2}$ ,  $X_{\mu 0}$  и  $X_N$ , но и от номинальных напряжений обмоток ПО и ОО, т.е.  $U_{ном1}$  и  $U_{ном2}$ .

В частности, эквивалентное сопротивление нулевой последовательности – сопротивление с учетом  $X_N$  двухобмоточного автотрансформатора, во вторичной цепи которого обеспечено условием для циркуляции тока нулевой последовательности (рис. 4.9, в, г), составляет

$$X_{эк0} = X_{m0} + 3 \cdot X_N (1 - n_m)^2, \quad (4.13)$$

где  $X_{m0}$  – сопротивление нулевой последовательности автотрансформатора при отсутствии в нейтрали реактора;  $n_m = U_{ном1} / U_{ном2}$ .

Эквивалентная схема замещения по отношению к токам нулевой последовательности трехобмоточного автотрансформатора, у которого третья обмотка соединена в треугольник, представляет собой трехлучевую звезду (рис. 4.9, д). Сопротивления лучей этой звезды, приведенные к обмотке  $B$ , составляют

$$\begin{cases} X'_B = X_B + 3 X_N (1 - n_m); \\ X'_{H1} = X_{H1} + 3 X_N (1 - n_m) n_m; \\ X'_{H2} = X_{H2} + 3 X_N \cdot n_m. \end{cases} \quad (4.14)$$

где  $X_B$ ,  $X_{H1}$ ,  $X_{H2}$  – сопротивления ветвей трехлучевой схемы замещения автотрансформатора (при отсутствии реактора в его нейтрали), приведенные к обмотке  $B$ .

#### 4.6. Правило эквивалентности прямой последовательности

В соответствии с методом симметричных составляющих считается, что токи обратной и нулевой последовательностей и всех симметричных составляющих напряжений в точках несимметричных коротких замыканий разных видов пропорциональны току прямой последовательности. Пропорциональны току прямой последовательности также полные токи поврежденных фаз и напряжения неповрежденных фаз, а при двухфазном коротком замыкании и напряжения поврежденных фаз. Поэтому задача расчета любого несимметричного короткого замыкания в первую очередь

состоит в определении с достаточной точностью тока прямой последовательности в месте замыкания.

Ток прямой последовательности в электрической цепи образован ЭДС источника питания, а токи обратной и нулевой последовательностей являются следствием нарушения симметрии в месте КЗ – появления напряжения  $U_k^{(n)}$ . При этом токи обратной  $I_2$  и нулевой последовательностей  $I_0$  создают падение напряжения в цепи, которое возникает в сопротивлении  $\Delta x^{(n)}$  – дополнительном сопротивлении к сопротивлению прямой последовательности  $x_1$ . Следовательно, ток прямой последовательности  $\dot{I}_1^{(n)}$  в результирующей схеме замещения можно определить по выражению

$$\dot{I}_1^{(n)} = \frac{\dot{E}_{\text{эк}}}{j \cdot (x_{1\text{эк}} + \Delta x^{(n)})}, \quad (4.15)$$

где  $n$  – вид несимметричного КЗ;  $\dot{E}_{\text{эк}}$  – эквивалентная ЭДС учитываемых источников питания;  $x_{1\text{эк}}$  – эквивалентное индуктивное сопротивление прямой последовательности относительно точки несимметричного КЗ;  $\Delta x^{(n)}$  – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой (если рассматривается однофазное или двухфазное КЗ на землю) последовательностей.

Анализ выражения (4.15) позволяет сформулировать положение, называемое **правилом эквивалентности прямой последовательности**.

**Ток прямой последовательности  $\dot{I}_1^{(n)}$  любого несимметричного КЗ может быть определен как ток при трехфазном КЗ ( $\dot{I}^{(3)} = \dot{E}_{\text{эк}} / (j \cdot x_{\text{эк}})$ ) в точке, удаленной от действительного места КЗ на дополнительное сопротивление  $\Delta x^{(n)}$ . Сопротивление  $\Delta x^{(n)} = f(x_{2\text{эк}}, x_{0\text{эк}})$  не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида КЗ рассчитывается по эквивалентным сопротивлениям обратной и нулевой последовательности относительно рассматриваемой точки КЗ.**

**Значение дополнительного сопротивления зависит от** схемы совместного соединения результирующих эквивалентных схем всех последовательностей – **комплексной схемы замещения**. Этот вопрос рассматривается подробнее ниже.

#### 4.7. Комплексные схемы замещения

Комплексные схемы замещения короткозамкнутой цепи характеризуют соотношения между симметричными составляющими сопротивлений, токов и напряжений в точке КЗ.

**Комплексной схемой замещения** называется электрическая схема, в которой эквивалентные схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей объединены соответствующим образом с учетом соотношений между составляющими токов и напряжений в месте повреждения.

**При трехфазном КЗ** напряжения и эквивалентные схемы замещения обратной и нулевой последовательностей отсутствуют. Комплексной схемой замещения является схема прямой последовательности (рис. 4.10).

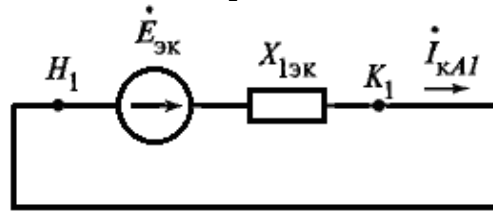


Рисунок 4.10 – Комплексная схема замещения трехфазного КЗ  
( $H$  – начало схемы,  $K$  – конец схемы; 1 – индекс прямой последовательности)

**При двухфазном КЗ** отсутствует эквивалентная схема замещения нулевой последовательности. Симметричные составляющие напряжений и сопротивлений прямой и обратной последовательностей имеют одинаковые модули векторов. Комплексная схема замещения приведена на рис. 4.11.

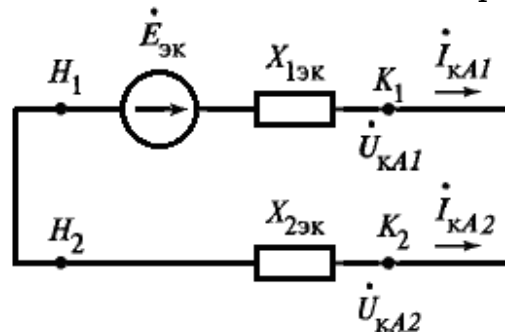


Рисунок 4.11 – Комплексная схема замещения двухфазного КЗ  
( $H$  – начало схемы,  $K$  – конец схемы;  
1, 2 – индексы прямой и обратной последовательности)

**При однофазном КЗ** через все три эквивалентные схемы протекает одинаковый ток, следовательно, комплексная схема замещения состоит из последовательного соединения всех трех эквивалентных схем замещения (рис. 4.12).

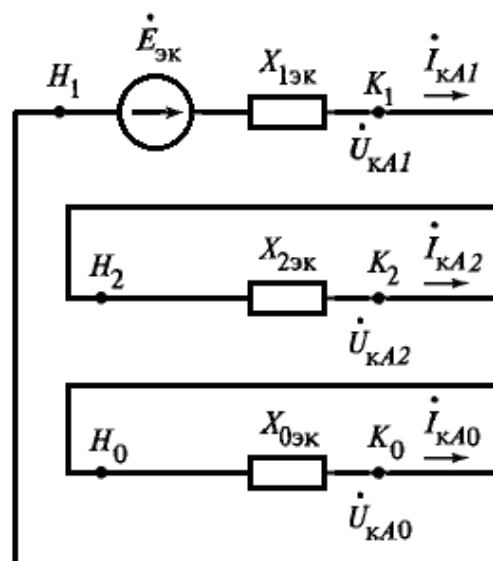


Рисунок 4.12 – Комплексная схема замещения однофазного КЗ  
( $H$  – начало схемы,  $K$  – конец схемы;  
1, 2, 0 – индексы прямой и обратной и нулевой последовательности)

При двухфазном КЗ на землю симметричные составляющие напряжений  $\dot{U}_{kA1}$ ,  $\dot{U}_{kA2}$ ,  $\dot{U}_{kA0}$  в месте КЗ равны между собой, что позволяет объединить концы результирующих схем (рис. 4.13).

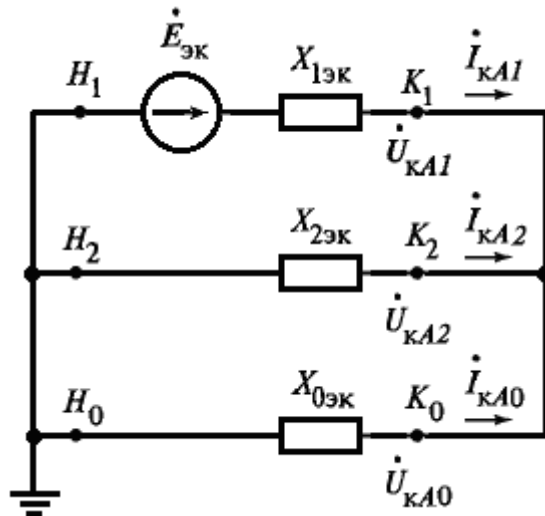


Рисунок 4.13 – Комплексная схема замещения при двухфазном КЗ на землю  
( $H$  – начало схемы,  $K$  – конец схемы;  
1, 2, 0 – индексы прямой и обратной и нулевой последовательности)

Комплексные схемы замещения удобны для анализа и моделирования несимметричных ПП, а также позволяют вычислить значения составляющих, входящих в расчетные формулы.

\* \* \*

Поскольку фазные токи в месте КЗ пропорциональны току прямой последовательности, то модуль фазного тока в месте несимметричного КЗ определяется по выражению

$$|I_k^{(n)}| = m^{(n)} \cdot |I_1^{(n)}| = \frac{m^{(n)} \cdot E_{эк}}{x_{1эк} + \Delta x^{(n)}}, \quad (4.16)$$

где  $m^{(n)}$  – коэффициент вида несимметричного КЗ.

Входящие значения результирующих составляющих определяются видом несимметричного КЗ.

**Коэффициент вида несимметричного КЗ**  $m^{(n)}$  определяется степенью увеличения ЭДС источника в зависимости от вида КЗ. Например, при трехфазном симметричном КЗ ( $n = 3$ ) значение ЭДС не увеличивается, т.е.  $m^{(n)} = 1$ :

$$m^{(3)} = 1; \Delta x^{(3)} = 0. \quad (4.17)$$

**Для двухфазного КЗ**  $K^{(2)}$ :

$$m^{(2)} = \sqrt{3}; \Delta x^{(2)} = x_{эк} = x_{1эк}, \quad (4.18)$$

следовательно, формула (4.17) упрощается до вида

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{эк}}{2 \cdot x_{1эк}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(3)}. \quad (4.19)$$

**При однофазном КЗ**  $K^{(1)}$   $n = 1$ , значение ЭДС не увеличивается, но через сопротивления всей цепи протекает утроенный ток нулевой последовательности, который создает утроенное падение напряжения, следовательно,  $m^{(n)} = 3$ .

$$m^{(1)} = 3; \Delta x^{(1)} = x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}, \quad (4.20)$$

где  $x_{2\text{эк}}$  и  $x_{0\text{эк}}$  – эквивалентные индуктивные сопротивления обратной и нулевой последовательностей относительно точки несимметричного КЗ.

Тогда из выражения (4.16) следует, что

$$I^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{\text{эк}}}{x_{1\text{эк}} + x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}}. \quad (4.21)$$

**В случае двухфазного КЗ на землю**  $K^{(1.1)}$  на основе анализа рис. 4.13 получим:

$$m^{(1.1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{2\text{эк}} \cdot x_{0\text{эк}}}{(x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}})^2}}; \quad (4.22)$$

$$\Delta x^{(1.1)} = \frac{x_{2\text{эк}} \cdot x_{0\text{эк}}}{x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}}. \quad (4.23)$$

Значения дополнительного сопротивления и коэффициента вида несимметричного КЗ для несимметричных КЗ разных видов сведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Значения $\Delta x^{(n)}$ и $m^{(n)}$ для различных видов КЗ		
Вид КЗ	Значение $\Delta x^{(n)}$	Значение коэффициента $m^{(n)}$
Двухфазное	$x_{2\text{эк}}$	$\sqrt{3}$
Однофазное	$x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}$	3
Двухфазное КЗ на землю	$\frac{x_{2\text{эк}} \cdot x_{0\text{эк}}}{x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}}$	$m^{(1.1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{2\text{эк}} \cdot x_{0\text{эк}}}{(x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}})^2}};$

#### **4.8. Векторные диаграммы токов и напряжений при несимметричных коротких замыканиях**

Рассмотрим соотношения векторов токов и напряжений при несимметричных видах КЗ. Изобразим на рис 4.14 векторную диаграмму токов и напряжений в точке однофазного КЗ. Построение начнем с особой фазы, например, А.

Используем свойства векторов прямой, обратной и нулевой последовательностей и комплексных схем замещения.

Фазные токи находятся как геометрическая сумма симметричных составляющих соответствующих фаз. На основании допущения считаем, что токи являются чисто индуктивными, т.к. активное сопротивление для цепей напряжением выше 1 кВ принято равным нулю.

Угол  $\theta_U$  между напряжениями неповрежденных фаз зависят от соотношения между  $x_{2\text{ЭК}}$  и  $x_{0\text{ЭК}}$ . Угол изменяется в пределах  $60-180^\circ$ . Нижний предел соответствует условию  $x_{0\text{ЭК}} \rightarrow \infty$ , а верхний – при  $x_{0\text{ЭК}} \rightarrow 0$ . При  $x_{2\text{ЭК}} = x_{0\text{ЭК}}$  угол  $\theta_U = 120^\circ$ .

Построение векторных диаграмм напряжений и токов при других видах несимметричного КЗ (рис. 4.15 и 4.16) выполняется аналогично.

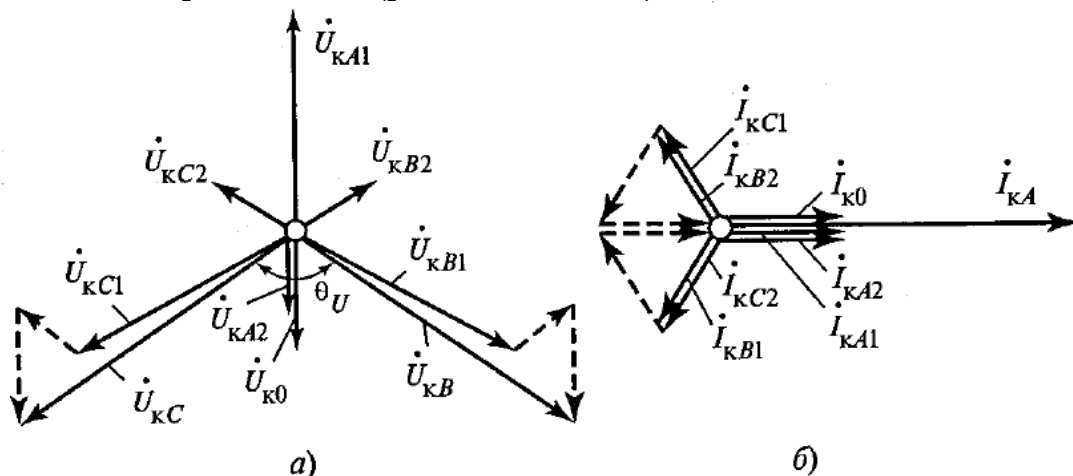


Рисунок 4.14 – Векторные диаграммы а – напряжений; б – токов в месте однофазного КЗ

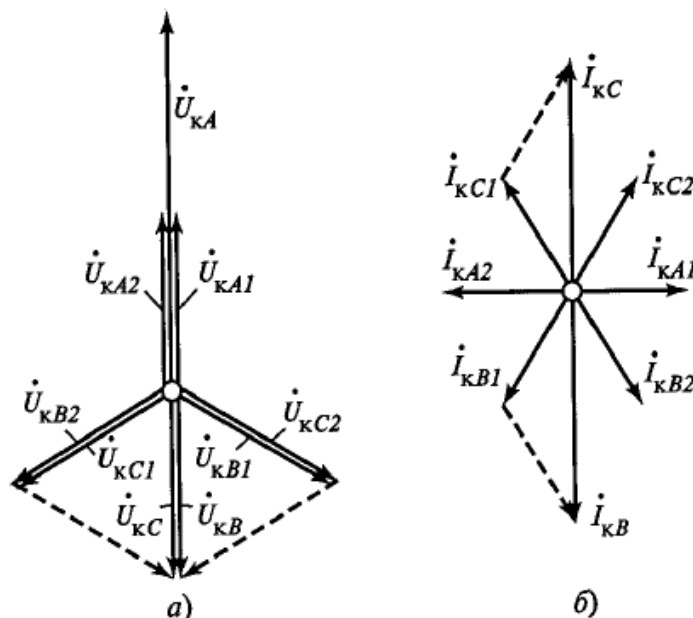


Рисунок 4.15 – Векторные диаграммы а – напряжений; б – токов в месте двухфазного КЗ

Для векторной диаграммы в месте двухфазного КЗ на землю (рис. 4.16) угол  $\theta_I$  между токами поврежденных фаз изменяется в пределах



$60-180^\circ$ , стремясь к нижнему пределу при  $x_{0\text{э}к} \rightarrow 0$  и к верхнему – при  $x_{0\text{э}к} \rightarrow \infty$ , что соответствует условиям двухфазного КЗ без соединения с землей.

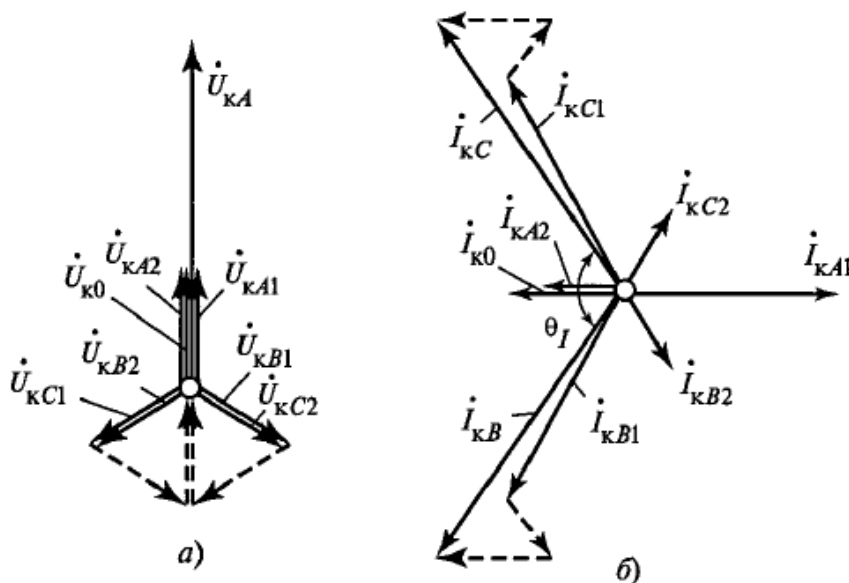


Рисунок 4.16 – Векторные диаграммы а – напряжений б – токов в месте двухфазного КЗ на землю

#### 4.9. Сравнение токов и напряжений при различных видах несимметричного короткого замыкания

При проверке проводников и электрических аппаратов СЭС по условиям короткого замыкания в качестве расчетного вида обычно принимается трехфазное короткое замыкание. Однако не всегда при повреждении в заданной точке ток трехфазного КЗ является наибольшим. Все зависит от вида короткого замыкания, его продолжительности и от соотношения параметров прямой, обратной и нулевой последовательностей исходной расчетной схемы относительно точки КЗ.

Установленные значения составляющих формулы (4.16), полученной на основе правила эквивалентности прямой последовательности, позволяют достаточно просто сравнить токи и напряжения при различных видах КЗ. Значения отношения токов несимметричного ( $n$ ) и трехфазного (3) коротких замыканий определяется выражением

$$K^{(n/3)} = \frac{I_k^{(n)}}{I_k^{(3)}} = m^{(n)} \frac{E^{(n)}}{E^{(3)}} \cdot \frac{x_{1\text{э}к}}{x_{1\text{э}к} + \Delta x^{(n)}} = m^{(n)} \frac{E^{(n)}}{E^{(3)}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta x^{(n)} / x_{1\text{э}к}}. \quad (4.24)$$

Для определения пределов изменения токов КЗ при различных видах несимметричного короткого замыкания по сравнению с током трехфазного КЗ воспользуемся рядом допущений.

Пусть короткозамкнутая цепь будет чисто индуктивной. Считая, что различные виды КЗ происходят поочередно в одной и той же точке СЭС и

при одних и тех же исходных условиях, используя (4.24), запишем следующие неравенства

$$\Delta x^{(1)} > \Delta x^{(2)} > \Delta x^{(1.1)} > \Delta x^{(3)}; \quad (4.25)$$

$$I^{(1)} < I^{(2)} < I^{(1.1)} < I^{(3)}; \quad (4.26)$$

$$U_{k1}^{(1)} > U_{k1}^{(2)} > U_{k1}^{(1.1)} > U_{k1}^{(3)} = 0. \quad (4.27)$$

Установим пределы изменения ТКЗ при различных видах несимметричного КЗ по сравнению с током трехфазного КЗ. Знание этих пределов имеет практический интерес, поскольку позволяет приблизительно оценить наибольшие и наименьшие значения несимметричных ТКЗ. Рассматриваемые пределы справедливы только для ТКЗ в одном месте и их нельзя распространять на все ветви рассматриваемой схемы ввиду изменения значений соотношений, входящих в (4.16).

Согласно выражениям (4.18) и (4.19) при двухфазном КЗ значение отношения токов равно

$$K^{(2/3)} = \sqrt{3}/2. \quad (4.28)$$

При однофазном КЗ

$$K^{(1/3)} = 3/[1 + (x_{2\text{ЭК}} + x_{0\text{ЭК}})/x_{1\text{ЭК}}]. \quad (4.29)$$

Т.к. индуктивное сопротивление  $x_{0\text{ЭК}}$  изменяется в пределах от нуля до бесконечности, то:

1) при  $x_{0\text{ЭК}} = 0$  (генератор с глухозаземленной нейтралью) и  $x_{2\text{ЭК}} = x_{1\text{ЭК}}$

$$K^{(1/3)} = 1,5; \quad (4.30)$$

2) при КЗ на шинах генератора с глухозаземленной нейтралью, в установившемся режиме, когда включится в действие АРВ генератора и при условии  $x_{0\text{ЭК}} = 0$  и  $x_{2\text{ЭК}} = 0$

$$K^{(1/3)} \leq 3; \quad (4.31)$$

3) при заземлении нейтрали через сопротивление и при условии  $x_{0\text{ЭК}} \rightarrow \infty$ , тогда

$$K^{(1/3)} \geq 0. \quad (4.32)$$

Следовательно,

$$0 \leq K^{(1/3)} \leq 3. \quad (4.33)$$

В условиях (4.30), (4.31) однофазный ТКЗ превосходит ток трехфазного КЗ, поэтому на практике стремятся ограничить ток однофазного КЗ с помощью заземления не всех нейтралей силовых трансформаторов подстанций, либо путем заземления нейтралей через специальные токоограничивающие устройства.

#### **4.10. Методика расчета токов несимметричных коротких замыканий**

Методика расчета токов несимметричных коротких замыканий установлена ГОСТ Р 52735-2007 [7], который определяет методы расчета токов короткого замыкания, необходимые для: выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания, выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики, определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи, выбора заземляющих устройств.

Расчет токов несимметричных КЗ ведется с использованием метода симметричных составляющих в следующей последовательности.

1. Составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

1.1. Схема замещения прямой последовательности должна учитывать с помощью соответствующих параметров все элементы исходной расчетной схемы электроустановки. Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы и подлежащие учету синхронные и асинхронные электродвигатели при расчете начального действующего значения тока несимметричного КЗ следует вводить в схему замещения прямой последовательности сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также сдвоенные реакторы должны быть представлены своими схемами замещения. Эти схемы, а также расчетные выражения для определения их параметров приведены в [7].

1.2. Схема замещения обратной последовательности также должна учитывать все элементы исходной расчетной схемы. При этом ЭДС обратной последовательности синхронных и асинхронных машин, а также комплексных нагрузок следует принимать равными нулю. Сопротивление обратной последовательности асинхронных машин допустимо принимать равным сверхпереходному сопротивлению, а комплексных нагрузок – в соответствии с табл. 3.4, 3.5.

Сопротивления обратной последовательности трансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий следует принимать равными сопротивлениям прямой последовательности.

1.3. При составлении схемы замещения нулевой последовательности предварительно следует выявить возможные пути циркуляции токов нулевой последовательности на каждой ступени напряжения сети, начиная от точки КЗ. При этом необходимо руководствоваться следующим:

- когда обмотка какого-либо трансформатора, обращенная в сторону точки КЗ, соединена в треугольник или в звезду с незаземленной нейтралью, то как сам трансформатор, так и следующие за ним (по направлению от точки КЗ) элементы не должны вводиться в схему замещения нулевой последовательности;

- когда обмотка трансформатора, обращенная в сторону точки КЗ, соединена в звезду с заземленной нейтралью, а другая обмотка (другие обмотки) соединена (соединены) в треугольник, причем точка КЗ и обмотка трансформатора, имеющая заземленную нейтраль, находятся на одной ступени напряжения сети, то в схему замещения нулевой последовательности

сти должны быть введены только элементы, включенные между точкой КЗ и трансформатором, и сам трансформатор;

- когда обмотка трансформатора, обращенная в сторону точки КЗ, соединена в звезду с заземленной нейтралью, а другая обмотка (другие обмотки) соединена (соединены) в треугольник, причем точка КЗ и обмотка трансформатора, имеющая заземленную нейтраль, находятся на разных ступенях напряжения сети, то этот трансформатор и все включенные между ним и точкой КЗ элементы вводятся в схему замещения нулевой последовательности только в том случае, когда рассматриваемый трансформатор и точка КЗ связаны между собой трансформаторами, обмотки которых соединены по схеме  $Y_0/Y_0$ , и все их нейтрали заземлены;

- когда нейтраль какого-либо трансформатора, входящего в схему замещения нулевой последовательности, заземлена через реактор, то этот реактор должен быть также введен в схему замещения нулевой последовательности, причем его сопротивление должно быть утроено;

- сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи не равно сопротивлению прямой последовательности, причем его значение зависит от наличия или отсутствия заземленных грозозащитных тросов и параллельно включенной другой цепи. В случаях отсутствия соответствующих данных о сопротивлениях нулевой последовательности воздушных линий при приближенных расчетах несимметричных КЗ допустимо принимать следующие отношения индуктивных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей по табл. 4.1;

- в тех случаях, когда несколько воздушных линий электропередачи одного или разных напряжений проложены по одной трассе, в схеме замещения нулевой последовательности необходимо учитывать взаимоиндукцию между этими линиями, используя с этой целью схемы замещения и выражения для определения их параметров, приведенные в [7].

2. При известных ЭДС всех учитываемых источников энергии ток прямой последовательности особой фазы в месте любого несимметричного короткого замыкания следует определять по формуле (4.15).

Значения дополнительного сопротивления  $\Delta x^{(n)}$  для несимметричных КЗ разных видов определять по табл. 4.2.

3. Модуль полного (суммарного) тока поврежденной фазы в месте несимметричного КЗ связан с модулем соответствующего тока прямой последовательности соотношением (4.16).

Коэффициент вида несимметричного КЗ  $m^{(n)}$ , значения которого для двухфазного и однофазного КЗ и формула для его определения при двухфазном КЗ на землю приведены в табл. 4.2.

4. При расчетах тока прямой последовательности в начальный момент несимметричного КЗ эквивалентную ЭДС  $E_{\text{ЭК}}$  и эквивалентное индуктивное сопротивление прямой последовательности  $x_{1\text{ЭК}}$  следует определять из схемы, аналогичной схеме замещения для определения начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ.

5. В том случае, когда исходная расчетная схема содержит одну или несколько одинаково удаленных от точки КЗ синхронных машин, ток прямой последовательности в произвольный момент времени при любом несимметричном КЗ можно определить аналитическим способом. При этом внешнее сопротивление должно быть увеличено на  $\Delta x^{(n)}$  (табл. 4.2).

6. Приближенные расчеты токов несимметричных КЗ от синхронных генераторов или компенсаторов в произвольный момент времени следует вести с использованием типовых кривых (см. гл. 5).

7. Чтобы определить действующее значение тока в какой-либо ветви расчетной схемы при несимметричном КЗ, следует предварительно найти симметричные составляющие тока особой фазы в месте КЗ, имея в виду, что токи обратной и нулевой последовательностей этой фазы в месте несимметричного КЗ связаны с током прямой последовательности соотношениями:

- при двухфазном КЗ

$$\dot{I}_{kA2} = -\dot{I}_{kA1}; \quad (4.34)$$

- при однофазном КЗ

$$\dot{I}_{kA2} = \dot{I}_{kA0} = \dot{I}_{kA1}; \quad (4.35)$$

- при двухфазном КЗ на землю

$$\dot{I}_{kA2} = -\dot{I}_{kA1} \frac{x_{0\text{эк}}}{x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}} \quad (4.36)$$

и

$$\dot{I}_{kA0} = -\dot{I}_{kA1} \frac{x_{2\text{эк}}}{x_{2\text{эк}} + x_{0\text{эк}}}. \quad (4.37)$$

Затем, используя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, определить токи разных последовательностей в заданной ветви и сложить их геометрически, учитывая при этом группы соединения обмоток трансформаторов, включенных между ступенями напряжения сетей, на которых находятся расчетная точка КЗ и заданная ветвь электрической цепи.

8. Чтобы определить напряжение в произвольном узле расчетной схемы при несимметричном КЗ, необходимо предварительно найти напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей особой фазы в месте КЗ

$$\dot{U}_{kA1} = j \dot{I}_{kA1} \Delta x^{(n)}; \quad (4.38)$$

$$\dot{U}_{kA2} = -j \dot{I}_{kA2} x_{2\text{эк}}; \quad (4.39)$$

$$\dot{U}_{kA0} = -j \dot{I}_{kA0} x_{0\text{эк}} \quad (4.40)$$

и падения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей в элементах, расположенных между точкой КЗ и рассматриваемым узлом. Затем следует геометрически сложить симметричные составляющие напряжений в месте КЗ и падения напряжения соответствующих последовательностей, учитывая при этом группы соединения обмоток трансформаторов, включенных между ступенями напряжения сетей, на которых находятся расчетная точка КЗ и рассматриваемый узел электрической цепи.

9. При двойных коротких замыканиях на землю в точках  $K$  (замкнута фаза  $B$ ) и  $M$  (замкнута фаза  $C$ ) (рис. 4.17) – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при любой конфигурации исходной расчетной схемы могут быть приведены к элементарным схемам в виде эквивалентных трехлучевых звезд с ЭДС в тех ветвях схемы прямой последовательности, которые содержат точки замыканий  $K$  и  $M$  (рис. 4.18).

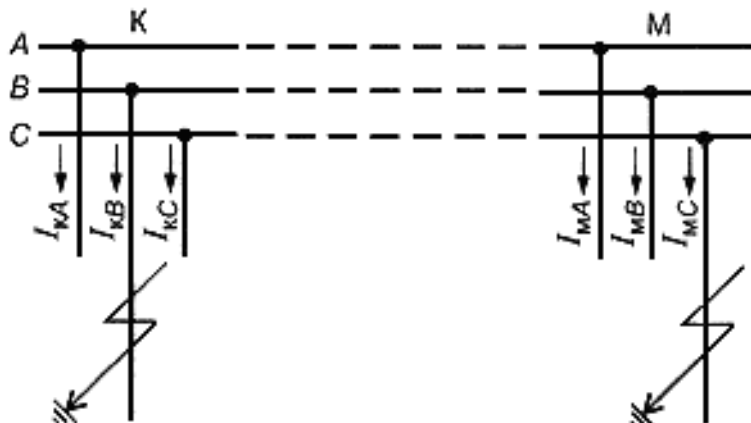


Рисунок 4.17. Двойное короткое замыкание на землю

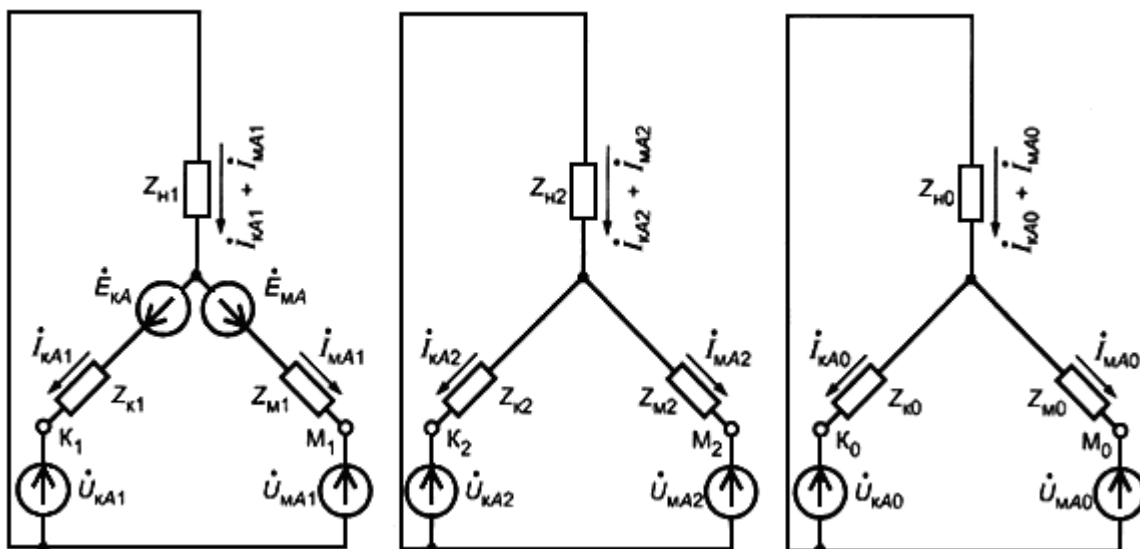


Рисунок 4.18 – Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при двойном коротком замыкании на землю

Ниже рассмотрен случай, когда на той ступени напряжения сети, где произошло двойное замыкание на землю, отсутствуют глухо заземленные нейтралы. При этом в схеме замещения нулевой последовательности  $Z_{K0} = \infty$  и  $Z_{K0} + Z_{M0} = Z_{KM0}$ . Последнее выражение представляет собой результирующее сопротивление нулевой последовательности части цепи между точками замыкания  $K$  и  $M$ . Ток прямой последовательности неповрежденной фазы (т.е. фазы  $A$ ) в ветви с сопротивлением  $Z_{K1}$  определяют по формуле

$$\dot{I}_{KA1} = \frac{\dot{E}_{KA} - a^2 \dot{E}_{MA}}{3(Z_{K1} + Z_{K2}) + Z_{K1} + Z_{M1} + Z_{K2} + Z_{M2} + Z_{KM0}}, \quad (4.41)$$

где  $a$  – комплексное число, модуль которого равен единице, а аргумент равен  $120^\circ$ , определяется по (4.1).

Остальные симметричные составляющие токов в точках замыкания  $K$  и  $M$  связаны с током  $\dot{I}_{KA1}$  следующими простыми соотношениями:

$$\dot{I}_{KA2} = a \dot{I}_{KA1}; \quad (4.42)$$

$$\dot{I}_{KA0} = a^2 \dot{I}_{KA1}; \quad (4.43)$$

$$\dot{I}_{MA1} = -a \dot{I}_{KA1}; \quad (4.44)$$

$$\dot{I}_{MA2} = -\dot{I}_{KA1}; \quad (4.45)$$

$$\dot{I}_{MA0} = -\dot{I}_{KA0} = -a^2 \dot{I}_{KA1}. \quad (4.46)$$

Токи поврежденных фаз в местах замыканий

$$\dot{I}_{KB} = -\dot{I}_{MC} = 3a^2 \dot{I}_{KA1}. \quad (4.47)$$

В тех случаях, когда исходная расчетная схема является радиальной и содержит один источник электроэнергии (или несколько источников, но они могут быть заменены одним эквивалентным), эквивалентные схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей имеют простой вид (рис. 4.19), т.к.  $Z_{K1} = Z_{K2} = 0$  и  $E_{KA} = E_{MA} = 0$ .

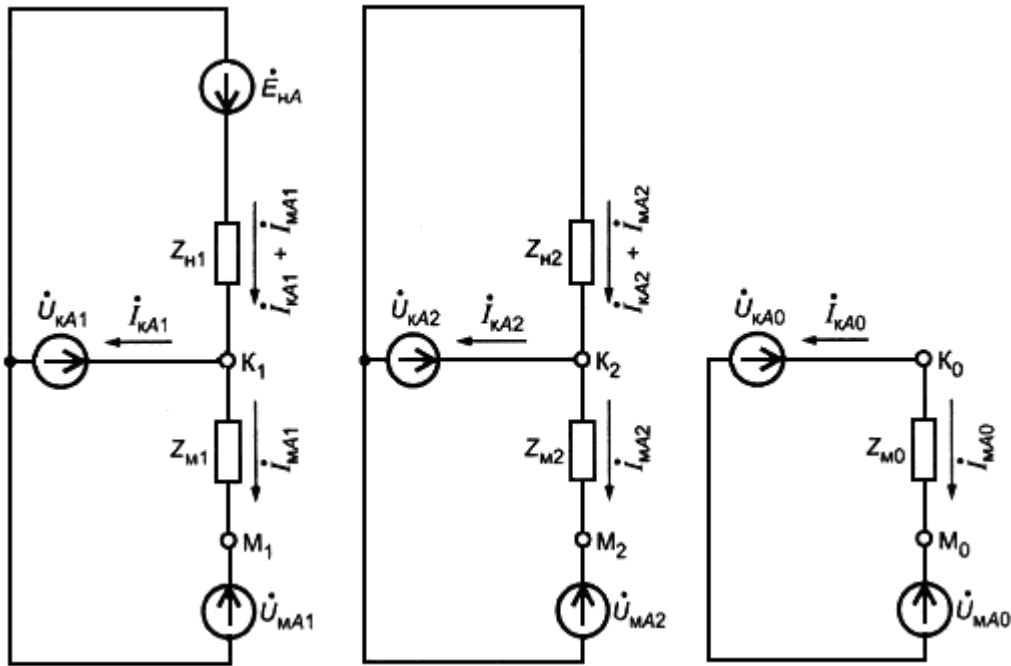


Рисунок 4.19. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при двойном коротком замыкании на землю и одном источнике электроэнергии

При этом выражение для тока прямой последовательности неповрежденной фазы  $A$  в точке  $K$  имеет вид

$$\dot{I}_{KA1} = \frac{(1 - a^2) \dot{E}_{KA}}{3(Z_{K1} + Z_{K2}) + Z_{KM1} + Z_{KM2} + Z_{KM0}}, \quad (4.48)$$



где  $Z_{KM1} = Z_{M1}$  и  $Z_{KM2} = Z_{M2}$  – соответственно сопротивления прямой и обратной последовательностей между точками замыкания  $K$  и  $M$ .

В случаях, когда при указанной исходной расчетной схеме можно пренебречь активными сопротивлениями входящих в нее элементов, модуль тока прямой последовательности в месте замыкания определяют по формуле

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} E_{KA}}{3(Z_{K1} + Z_{K2}) + Z_{KM1} + Z_{KM2} + Z_{KM0}} \quad (4.49)$$

и модуль периодической составляющей тока в месте замыкания

$$I^{(1-1)} = 3 I_{K1} \frac{\sqrt{3} E_{KA}}{3(Z_{K1} + Z_{K2}) + Z_{KM1} + Z_{KM2} + Z_{KM0}}. \quad (4.50)$$

\* \* \*

**Пример 4.1.** Рассчитать токи несимметричных коротких замыканий с системе электроснабжения, представленной на рис. 3.20. Полученные результаты расчетов сравнить с показателями симметричных коротких замыканий из табл. 3.8.

#### Исходные данные

При решении использовать данные примера 3.1.

Считать конструкцию ВЛ – одноцепная линия со сталеалюминиевыми тросами, при этом соотношение индуктивных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей принять по табл. 4.1  $X_{0ВЛ} / X_{1ВЛ} = 2$ .

Принять для системы  $X_{0C} = X_{1C} = X_{2C}$  и для силового трансформатора  $X_{0T} = X_{1T} = X_{2T}$ .

#### Решение

1. По формуле (4.19) рассчитать двухфазный ток короткого замыкания в точках  $K1 - K3$ :

а) в точке  $K1$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,47 = 4,74 \text{ кА};$$

б) в точке  $K2$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,35 = 6,36 \text{ кА};$$

в) в точке  $K3$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,29 = 4,58 \text{ кА}.$$

2. Для определения однофазного тока короткого замыкания в точке К1 сети с глухозаземленной нейтралью составить схему замещения для токов нулевой последовательности (рис. 4.20).

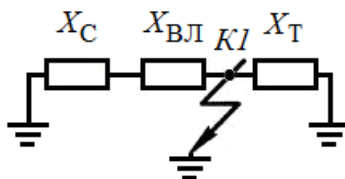


Рисунок 4.20. Схема замещения для токов нулевой последовательности по схеме рис. 3.20

3. Определить эквивалентное индуктивное сопротивление нулевой последовательностей относительно точки несимметричного КЗ К1

$$X_{0эк*} = X_{0T*} \parallel (X_{0C*} + X_{0ВЛ*}) = \frac{X_{1T*} \cdot (X_{1C*} + 2 \cdot X_{1ВЛ*})}{X_{1T*} + X_{1C*} + 2 \cdot X_{1ВЛ*}}.$$

Подставляя данные из примера 3.1, получим

$$X_{0эк*} = \frac{X_{1T*} \cdot (X_{1C*} + 2 \cdot X_{1ВЛ*})}{X_{1T*} + X_{1C*} + 2 \cdot X_{1ВЛ*}} = \frac{6,56 \cdot (0,313 + 0,605)}{6,56 + 0,313 + 0,605} = 0,805$$

4. По формуле (4.21) определить ток однофазного КЗ

$$\begin{aligned} I^{(1)} &= \frac{3 \cdot E_{эк}}{x_{1эк} + x_{2эк} + x_{0эк}} = \frac{3 \cdot E_{C*}}{2(X_{1C*} + X_{1ВЛ*}) + X_{0эк*}} I_{б1} = \\ &= \frac{3 \cdot 1}{2(0,313 + 0,605) + 0,805} \cdot 5,02 = 5,07 \text{ кА}. \end{aligned}$$

5. Для сравнения полученных результатов расчеты свести в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Результаты расчетов ТКЗ					
Точка КЗ	$I^{(3)}$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$i_y$ , кА	$S_{КЗ}$ , МВ·А
К1	5,47	4,74	5,07	14	1041
К2	7,35	6,36	-	18,7	127
К3	5,29	4,58	-	14,7	91?6

### Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования

1. Какие дополнительные допущения используются при анализе несимметричных переходных процессов?

2. Что представляет продольная, поперечная, однократная и сложная несимметрия трехфазной электроустановки?

3. В чем состоит сущность метода симметричных составляющих?
4. Как можно представить любой из векторов прямой или обратной последовательности одной фазы с помощью соответствующих векторов других фаз?
5. Какой порядок чередования фаз установлен для векторов прямой, обратной и нулевой последовательности?
6. Каким свойством обладают системы векторов прямой и обратной последовательности?
7. Какова общая характеристика системы векторов прямой, обратной и нулевой последовательности?
8. Что называется особой фазой?
9. Какие допущения используются для облегчения математического анализа несимметричных переходных процессов с помощью метода симметричных составляющих?
10. Как представить несимметричную систему напряжений в месте короткого замыкания в разложенном на три составляющих виде?
11. Как учитывается в эквивалентной схеме замещения ЭДС источника питания обратной и нулевой последовательности?
12. Чем обусловлено протекание токов обратной и нулевой последовательности в соответствующих эквивалентных схемах замещения?
13. Как изменяется ЭДС и напряжение короткого замыкания соответствующих последовательностей по мере продвижения от источника питания к месту короткого замыкания?
14. Каков общий порядок расчета несимметричных токов короткого замыкания?
15. В чем состоит специфика составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности?
16. Как учитываются особенности симметричных составляющих при расчете сопротивлений электроустановок?
17. Каковы основные положения метода симметричных составляющих, используемого при анализе переходных процессов?
18. Каково влияние заземленного троса на индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии?
19. Какими зависимостями обусловлены схемы замещения силовых трехфазных трансформаторов по отношению к токам короткого замыкания нулевой последовательности?
20. Что необходимо для циркуляции токов нулевой последовательности в обмотке трансформатора при появлении на ее выводах напряжения нулевой последовательности относительно земли в трехпроводной системе?
21. Как формулируется правило эквивалентности прямой последовательности?
22. В каких пределах изменяется отношение значений симметричного и несимметричного короткого замыкания при различных его видах?
23. При каких условиях однофазный ток КЗ превосходит ток трехфазного короткого замыкания?

### 5.1. Влияние автоматического регулирования возбуждения на ток короткого замыкания

Токи короткого замыкания в системах электроснабжения изменяются во времени под действием различных факторов. Одни из наибольших изменений происходят под действием системы *автоматического регулирования возбуждения* (АРВ) генераторов электростанций.

Назначение АРВ (рис. 5.1) состоит в поддержании на шинах генератора номинального напряжения при изменении режимов нагрузки. В случае понижения напряжения, обусловленного увеличением нагрузки, АРВ увеличивает ток возбуждения генератора, что приводит к повышению напряжения на шинах генератора. Снижение нагрузки, напротив, приводит к уменьшению тока возбуждения под действием АРВ и восстановлению номинального напряжения на шинах.

*Синхронные электродвигатели*, синхронные компенсаторы, как и *синхронные генераторы* электростанций также снабжены устройствами АРВ для поддержания требуемого уровня выполняемых функций при изменениях режимов. Системы АРВ синхронных электродвигателей вызывают аналогичные изменения токов подпитки места короткого замыкания, находящегося вблизи СД.

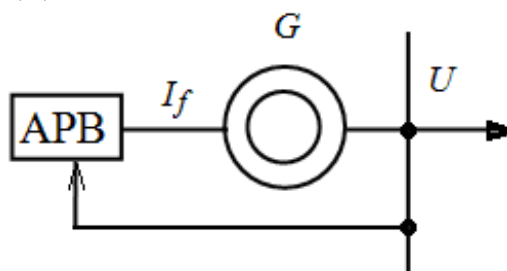


Рисунок 5.1 – Схема управления возбуждением синхронных машин

Рассмотрим процесс трехфазного КЗ  $K^{(3)}$  в электрической сети, питаемой от синхронного генератора  $G$  (рис. 5.2).

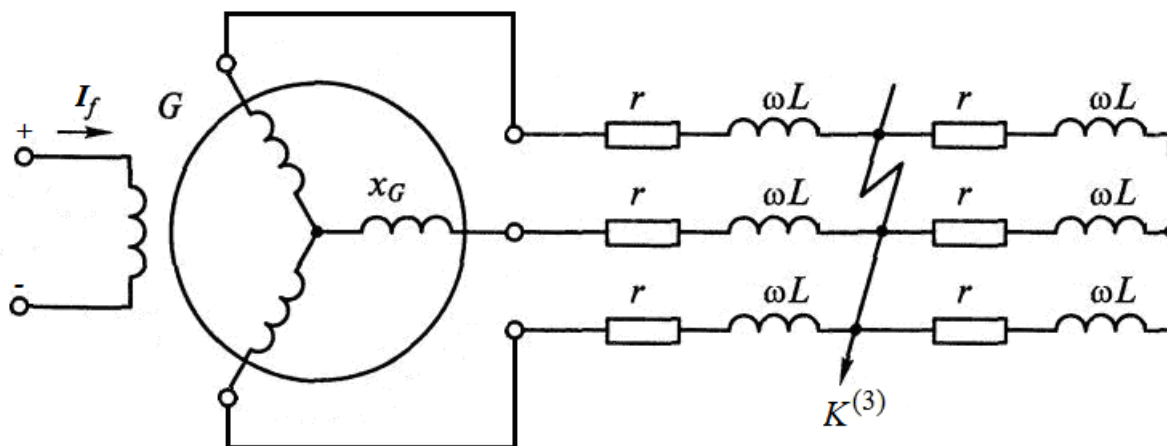


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема трехфазного КЗ в электрической сети, питаемой от синхронного генератора

Пусть короткое замыкание возникает в такой момент, когда апериодическая составляющая тока КЗ и полный ток КЗ достигают максимального значения при  $i_{a0} = i_{п\max}$ . На рис. 5.3 приведены кривые изменения трехфазного ТКЗ в одной фазе цепи, питаемой от генератора бесконечной мощности. В подобных системах при КЗ не происходит действия АРВ.

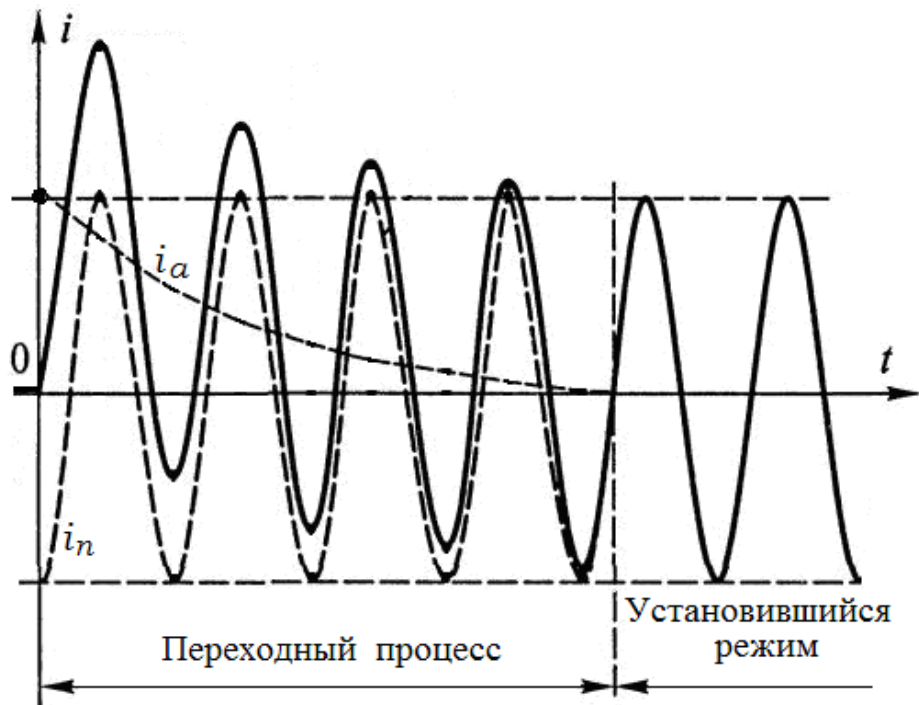


Рисунок 5.3 – Изменение составляющих ТКЗ в сети, питаемой от генератора бесконечной мощности

Кривые изменения трехфазного тока КЗ в одной фазе цепи, питаемой от генератора ограниченной мощности при отключенном устройстве АРВ, приведены рис. 5.4.

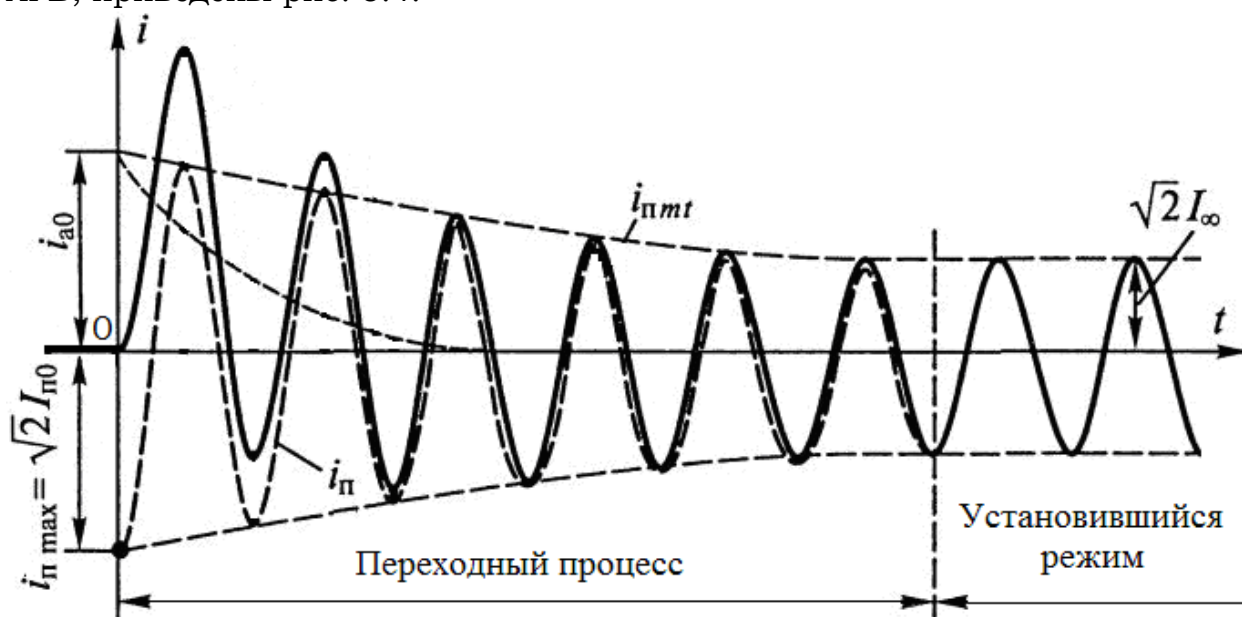


Рисунок 5.4 – Изменение составляющих ТКЗ в сети, питаемой от генератора ограниченной мощности без АРВ

Наличие АРВ изменяет характер составляющих кривых ТКЗ: огибающая линия амплитуды кривой полного тока, достигнув наименьшего значения, начинает возрастать по мере входа в работу системы АРВ. Так как устройства АРВ обладают инерцией действия, а значительная индуктивность обмотки ротора задерживает увеличение тока возбуждения, результат работы АРВ начинает проявляться с запозданием в диапазоне 0,08–0,3 с после возникновения КЗ. Поэтому АРВ не влияет на значение тока КЗ первого периода переходного процесса. Установившееся значение ТКЗ нового режима становится большим по сравнению с аналогичными ТКЗ для сети с отключенной системой АРВ у синхронного генератора (СГ).

При понижении напряжения, вызванного переходным процессом короткого замыкания, АРВ повышает ток  $I_f$  в обмотке возбуждения ротора СГ, увеличивая напряжение на шинах статора. Повышение напряжения на шинах СГ приводит к увеличению ТКЗ в месте короткого замыкания (рис. 5.5).

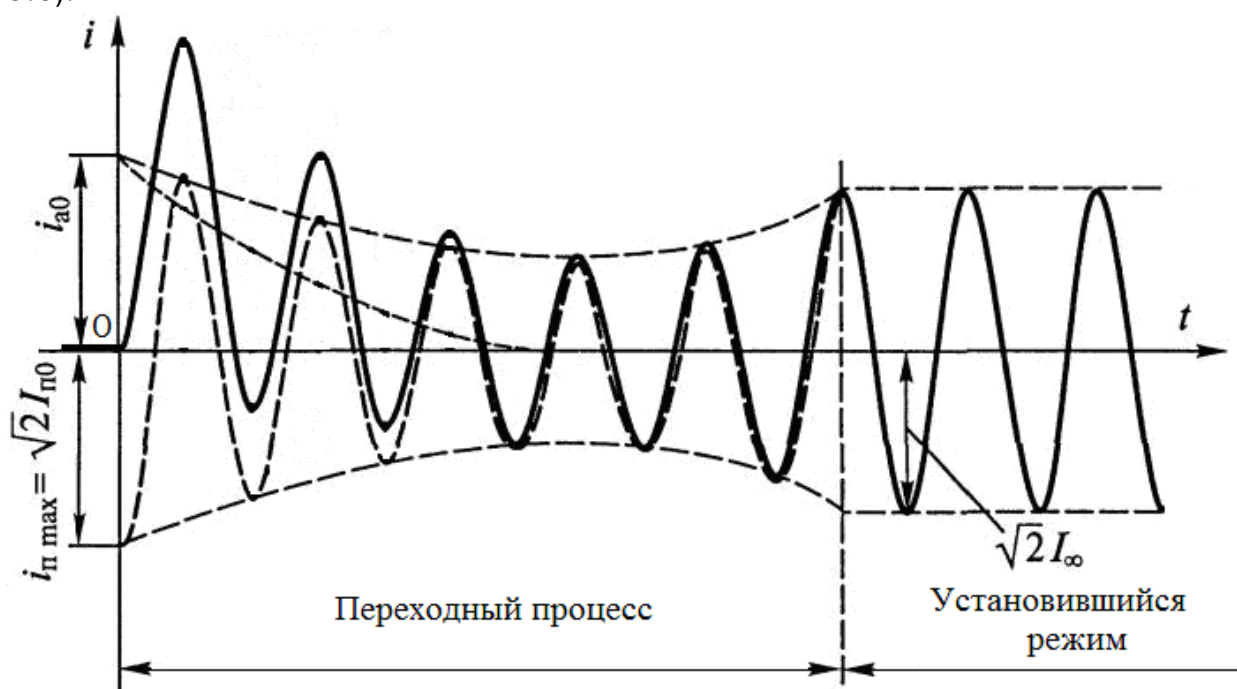


Рисунок 5.5 – Изменение составляющих ТКЗ в сети, питаемой от генератора ограниченной мощности с АРВ

Значение первоначального снижения напряжения на шинах генератора при КЗ зависит от электрической удаленности места повреждения. От этого зависит реакция системы АРВ и характер изменения периодической составляющей тока КЗ. Степень последующего увеличения напряжения на шинах СГ также зависит от места КЗ, его электрической удаленности от шин источника питания и технических параметров СГ. Обычно у турбогенераторов кратность предельного напряжения возбуждения по отношению к номинальному напряжению возбуждения не превышает двух. Для гидрогенераторов это отношение может превышать двукратное возрастание.

Электрически близкое короткое замыкание (точка К1 на рис. 5.6), вызывая действие АРВ, незначительно увеличивает периодическую составляющую ТКЗ. Если в результате КЗ внешнее сопротивление цепи  $x_{вн} < x_{кр}$ , то СГ, работая с предельным возбуждением, не сможет поднять напряжение до значения  $U_{ном}$ .

Удаленное короткое замыкание (точка КЗ на рис. 5.6) требует для восстановления нормального напряжения на шинах СГ небольшого увеличения тока возбуждения, но по мере приближения к шинам СГ (точка К2) необходимо все большее увеличение тока возбуждения. Однако рост тока возбуждения ограничен предельным значением, обусловленным конструктивными особенностями СГ. При удаленном коротком замыкании ток установившегося режима может достичь или превысить начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания.

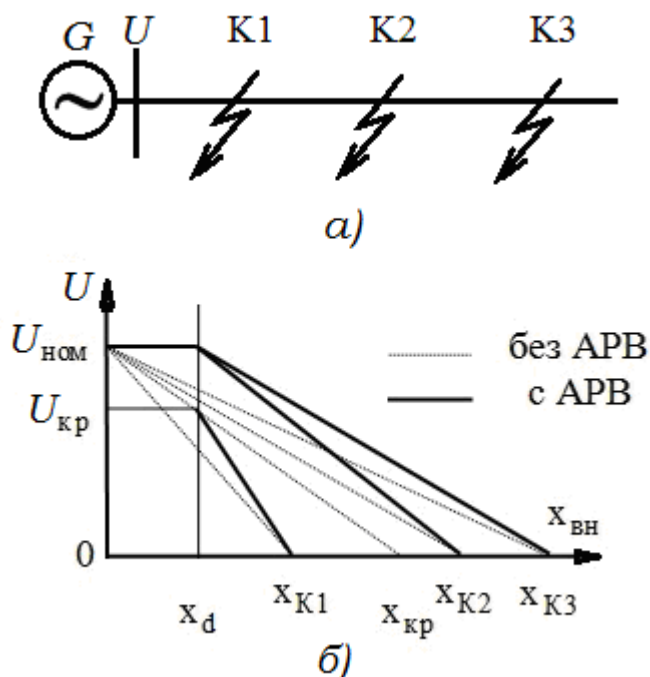


Рисунок 5.6. Влияние положения точки КЗ (а) на режим напряжения на шинах синхронного генератора с АРВ (б)

При значительной удаленности места КЗ от источника питания ток КЗ уменьшается и в меньшей степени влияет на работу генератора и устройств АРВ, которые не приходят в действие и не увеличивают ток возбуждения, поэтому при удаленных КЗ напряжение на выводах СГ считается практически неизменным и равным номинальному  $U_{ном}$ .

Для каждого СГ можно определить значение **внешнего индуктивного сопротивления**  $x_{вн}$ , при КЗ за которым СГ может обеспечить номинальное напряжение на своих шинах. Значение  $x_{вн}$  в этом случае называется **критическим сопротивлением**  $x_{кр}$  [30].

В случае  $x_{вн} > x_{кр}$  напряжение СГ принимает номинальное значение при токе возбуждения  $I_f$ , меньшем предельного тока  $I_{fпр}$ .

Следовательно, при КЗ в сети в зависимости от соотношения значений сопротивлений  $x_{вн}$  и  $x_{кр}$  синхронный генератор с АРВ может работать в двух устойчивых режимах:

- 1) предельного возбуждения (критического напряжения  $U_{кр}$ ), когда  $x_{вн} < x_{кр}$ ;
- 2) нормального напряжения, когда  $x_{вн} > x_{кр}$ .



Теоретически можно выделить и третий неустойчивый режим при  $x_{вн} = x_{кр}$ , когда два рассмотренных выше режима существуют одновременно.

В стационарном режиме, который предшествует короткому замыканию, создаваемый ток статора магнитный поток  $\Phi_\sigma$  (рис. 5.7, а) частично замыкается по статорной обмотке СГ. Основная часть магнитного потока  $\Phi_{ад}$ , пройдя воздушный зазор, замыкается через полюсы и массив ротора, вращающегося с угловой скоростью  $\omega$ . Сопротивление для магнитного потока в этих условиях получается относительно большим. По продольной оси ротора – это номинальное сопротивление  $x_d$ .

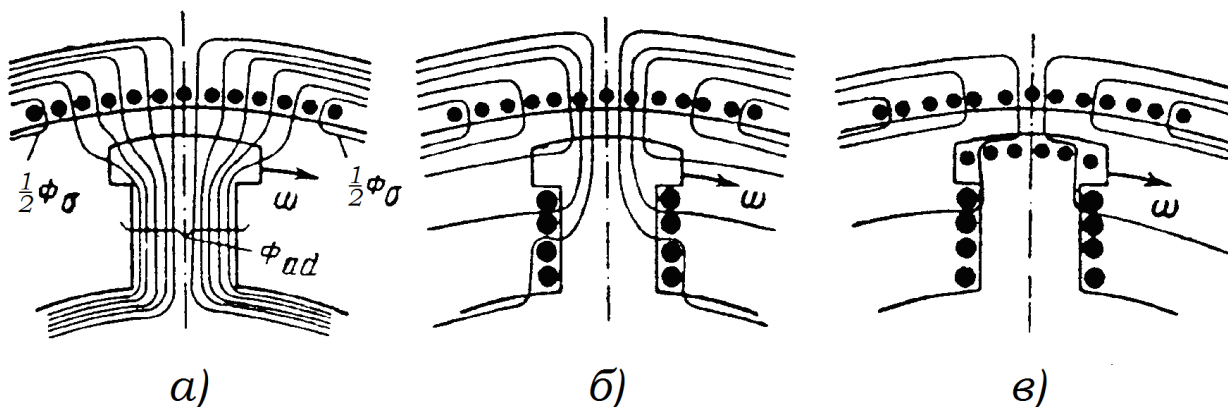


Рисунок 5.7 – Распределение магнитных потоков в синхронном генераторе при режимах:  
а) нормальном до КЗ; б) переходном; в) сверхпереходном

При внешнем КЗ (в электрической цепи за шинами статора СГ) изменяется магнитный поток статора и в обмотке возбуждения наводится ток, который создает магнитный поток, направленный навстречу потоку статора (рис. 5.7, б). В связи с имеющимся большим сопротивлением магнитный поток статора вытесняется на пути рассеяния обмотки возбуждения. Намагничивающая сила прежней значаия в этих условиях создает меньший магнитный поток, что приводит к уменьшению значения  $x_d$  до значения **переходного сопротивления**  $x'_d$ .

Наличие демпферной обмотки в продольной оси ротора приводит к еще более интенсивному вытеснению магнитного потока статора (рис. 5.7, в). Сопротивление магнитному потоку статора значительно возрастает при неизменной намагничивающей силе, приводя к уменьшению  $x'_d$  до значения **сверхпереходного сопротивления**  $x''_d$ . Таким образом, можно записать соотношения между значениями индуктивных сопротивлений СГ

$$x_d > x'_d > x''_d. \quad (5.1)$$

В начальный момент КЗ из-за инерции переходного процесса сцепления магнитных потоков в обмотках СГ действия АРВ не происходит. Затем начинается повышение тока возбуждения, увеличение ЭДС и связанный с этим рост тока в статорной и демпферной обмотках. Процесс действия АРВ протекает относительно медленно, не вызывая изменения затухания апериодической составляющей ТКЗ  $i_a$ , появившейся в результате КЗ. Состав-



ляющая  $i_a$  остается такой же, какой бывает без действия АРВ. Возникает только изменение периодической составляющей ТКЗ  $I_n$ .

Поскольку затухание аperiodических токов в обмотках возбуждения и статора в некоторой мере компенсируется увеличением токов от действия АРВ, то в зависимости от соотношения этих изменений кривая полного тока может возрастать, убывать или оставаться неизменной.

Последующий период времени приводит к все более интенсивному увеличению токов в обмотках возбуждения и статора. В продольной демпферной обмотке ток, наоборот, снижается.

Проанализируем зависимости изменения токов и напряжений при различном электрическом удалении места КЗ от шин СГ (рис. 5.8). Рассмотрим две точки и зону, характеризующиеся соотношениями значений сопротивлений:  $x_{вн} = 0$ ,  $x_{вн} = x_{кр}$  и  $x_{вн} > x_{кр}$ . Сравним динамику изменения токов с происходящими процессами в синхронном генераторе без АРВ.

В случае незначительного электрического удаления места КЗ от шин СГ кривая периодической составляющей тока  $I_{nt}$  (индекс  $t$  означает изменение во времени) для СГ с АРВ затухает менее интенсивно, чем у СГ без АРВ. Удаление места КЗ от шин СГ меняет характер изменения кривой тока. После снижения до некоторого минимума  $I_{min}$  ток в обмотке статора постепенно начинает возрастать. После определенного времени действия АРВ значения тока при удаленном месте КЗ могут превысить сверхпереходные значения  $I'' = I_{п0}$ .

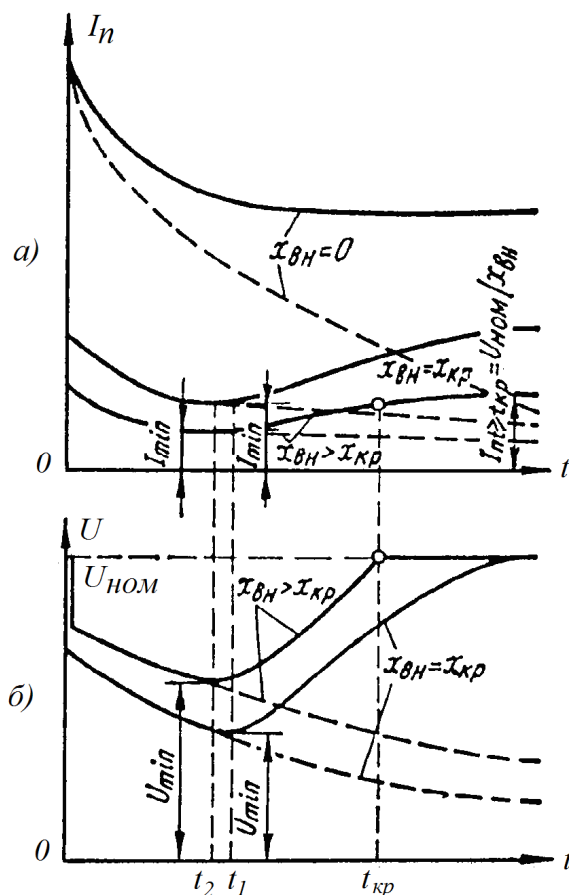


Рисунок 5.8 – Изменение тока (а) и напряжения (б) СГ в зависимости от удаленности места и времени протекания КЗ

В случае  $x_{вн} > x_{кр}$  установившийся ток КЗ больше начального сверхпереходного ТКЗ.

Наибольшие различия проявляются при значении  $x_{вн} = x_{кр}$ . При последующем увеличении  $x_{вн}$  отношение между действующим значением периодической составляющей ТКЗ в произвольный момент времени отношение  $I_{nt}/I''$  уменьшается (рис. 5.9). Если при отсутствии АРВ это отношение всегда меньше единицы, но стремится к ней при  $x_{вн} \rightarrow \infty$ , то при наличии АРВ превышение  $I_{nt}/I''$  достигает относительного значения 1,3–1,7, при  $x_{вн} = x_{кр}$  и уменьшается до единицы при  $x_{вн} \rightarrow \infty$ .

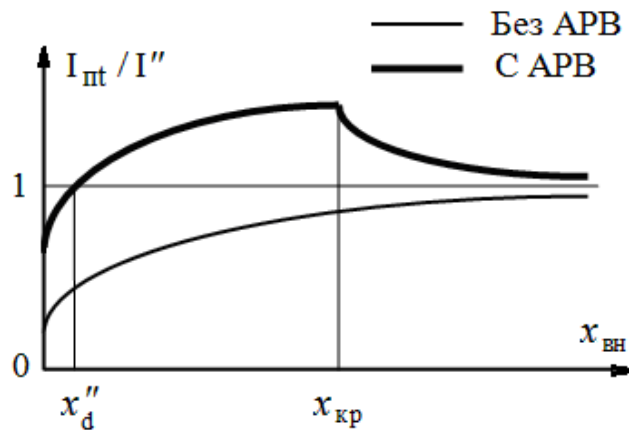


Рисунок 5.9 – Изменение отношения  $I_{nt}/I''$  в зависимости от удаленности места КЗ

Также на рис. 5.8, б видно, что при  $x_{вн} > x_{кр}$  через критическое время  $t_{кр}$  работы АРВ напряжение на шинах СГ достигает  $U_{ном}$  и далее остается постоянным. Ток в обмотке статора при  $t \geq t_{кр}$  также становится установившимся, равным значению  $U_{ном}/x_{кр}$ .

**Критическим временем**  $t_{кр}$  называется продолжительность повышения напряжения в синхронном генераторе до номинального значения  $U_{ном}$  под действием АРВ.

С увеличением удаленности места КЗ от шин СГ изменение токов происходит медленнее, хотя из-за меньшего снижения напряжения его восстановление под действием АРВ происходит в более короткий срок. Следовательно, критическое время уменьшается с удаленностью места КЗ.

Взаимодействие во времени таких факторов как размагничивающее действие реакции статора синхронных генераторов электростанций, затухание свободных токов, действие АРВ на ток КЗ, наличие мощных нагрузок системы электроснабжения обуславливают изменение тока переходного процесса в произвольный момент времени.

Подробный анализ переходных процессов и точный расчет токов КЗ в произвольный момент времени для сложных СЭС весьма затруднителен. Однако при отсутствии потребности в высокой точности значений токов КЗ для инженерного проектирования используют приближенные методы расчета.

Недостатком методов кривых является ограниченная область применения, поскольку вычисление тока проводится лишь в одной точке КЗ и невозможно определение ТКЗ сразу во всех ветвях СЭС. Однако приемлемая точность расчетов позволяет выбирать и проверять необходимое оборудование СЭС.

## 5.2. Инженерный расчет тока короткого замыкания в произвольный момент времени

Для упрощения вычисления ТКЗ в инженерной практике используются более простые, но приближенные методы, основанные на применении типовых кривых для всего класса синхронных машин (генераторов, компенсаторов и электродвигателей).

Нормативный метод *типовых кривых* [7] базируется на использовании кривых  $\gamma_t = f(t)$  изменения во времени отношения (5.2) при разных удаленностях точки КЗ

$$\gamma_t = \frac{I_{пт}}{I_{n0}}, \quad (5.2)$$

где  $I_{пт}$  – действующее значение тока КЗ в произвольный момент времени;  $I_{n0} = I''$  – действующее значение тока КЗ в начальный момент КЗ.

Удаленность точки КЗ от шин синхронной машины  $I_{п0(ном)*}$  характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока этой машины в начальный момент КЗ к номинальному току машины

$$I_{п0(ном)*} = \frac{I_{n0}}{I_{ном}} = I_{n0(\sigma)*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} \cdot \frac{U_{ном}}{U_{\sigma}}, \quad (5.3)$$

где  $I_{n0(\sigma)*}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока синхронной машины при КЗ, выраженное в относительных единицах при выбранных базисных условиях;  $I_{ном}$  – номинальный ток синхронной машины;  $S_{\sigma}$  – выбранная базисная мощность, МВ·А;  $S_{ном}$  – номинальная (полная) мощность синхронной машины, МВ·А;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение синхронной машины, кВ;  $U_{\sigma}$  – базисное напряжение той ступени напряжения сети, на которой находится синхронная машина, кВ.

В тех случаях, когда расчетная точка КЗ отделена от синхронной машины силовыми трансформаторами, для определения значения  $I_{п0(ном)*}$  допустимо использовать формулу

$$I_{п0(ном)*} = I_{n0(\sigma)*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}. \quad (5.4)$$

Кривые (рис 5.10–5.11) являются графическим отображением функциональных зависимостей между периодической составляющей тока КЗ, временем переходного процесса и электрической удаленностью точки КЗ от источника питания.

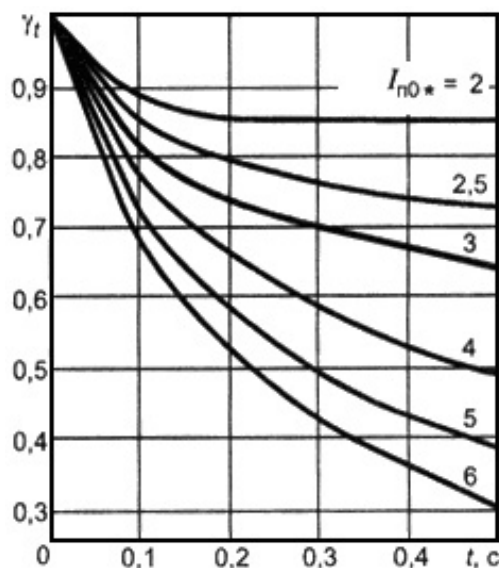


Рисунок 5.10 – Типовые кривые изменения относительного значения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с тиристорной системой самовозбуждения

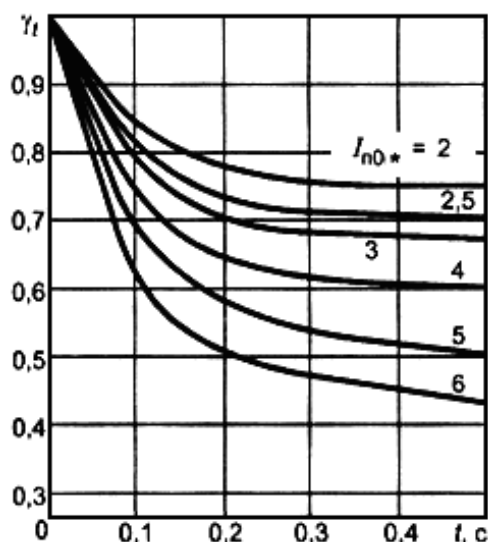


Рисунок 5.11 – Типовые кривые изменения относительного значения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения

Кривые обеспечивают быстрое и простое выполнение практических расчетов ТКЗ, охватывают широкий диапазон мощностей турбогенераторов, когда СГ различаются только по типу системы возбуждения.

Рассматриваемый метод типовых кривых был разработан в связи с тем, что одноименные параметры современных генераторов разной мощности, в отличие от довоенных генераторов, отличаются друг от друга в разы, поэтому усреднять их, как это было сделано в методе расчетных кривых, разработанных в сороковые годы прошлого века, нельзя. Нужен был новый подход, исключающий усреднение параметров генераторов. И такой подход был найден: периодическая составляющая тока КЗ от каждого ге-

генератора в любой момент времени была отнесена не к номинальному току генератора, как это было сделано при построении кривых сороковых лет, а к начальному значению этой составляющей. При этом даже при резком отличии параметров генераторов кривые изменения во времени отношения  $I_{nt} / I_{n0}$  для разных генераторов при одной и той же электрической удаленности точки КЗ располагаются очень близко друг от друга, что позволило получить единые, так называемые типовые кривые. Одновременно был разработан и оригинальный метод определения электрической удаленности точки КЗ от генератора, применимый не только при радиальной расчетной схеме, но и при схеме любой сложности.

Для упрощения расчетов вводятся следующие допущения:

- закон изменения  $I_{nt}$  в схеме с одним СГ распространяется на схему с несколькими СГ;
- изменение апериодической составляющей ТКЗ в сложной схеме учитывается приближенно;
- нагрузка учитывается упрощенно в виде усредненного во времени комплексного сопротивления;
- роторы всех синхронных машин в магнитном отношении считаются симметричными.

Это позволяет не разделять параметры синхронных машин по продольной и поперечной осям и не учитывать гармоники тока.

В [7] кривые построены для синхронных генераторов и синхронных компенсаторов, у которых кратность предельного напряжения возбуждения по отношению к номинальному напряжению возбуждения не превышает двух. При большей удаленности точки КЗ периодическую составляющую тока КЗ следует принимать неизменной по амплитуде.

Расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от одного или нескольких однотипных синхронных генераторов, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ, следует вести в следующем порядке:

- составить схему замещения для определения начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронной машины или группы машин и найти относительный ток  $I_{п0(ном)*}$  (при наличии группы синхронных машин в расчетную формулу для определения  $I_{п0(ном)*}$  необходимо вместо  $I_{ном}$  и  $S_{ном}$  подставить соответственно сумму номинальных токов и суммарную мощность синхронной машин);
- исходя из системы возбуждения синхронной машины (группы машин), выбрать типовые кривые и по кривой  $\gamma_t = f(t)$ , соответствующей найденному значению  $I_{п0(ном)*}$  для заданного момента времени найти отношение токов по (5.2);
- определить искомое действующее значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{nt}$  от синхронной машины (или группы машин) в требуемый момент времени  $t$

$$I_{nt} = \gamma_t I_{п0(б)} I_{б}, \quad (5.5)$$

где  $I_{б}$  – базисный ток той ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ.

### **5.3. Расчет тока короткого замыкания по его общему и индивидуальному изменениям**

Если в расчетной схеме СЭС точка КЗ питается от нескольких источников, то следует оценить возможность уменьшения их количества. Выделять много генерирующих ветвей нецелесообразно из-за повышенного объема расчетов. Схему любой сложности достаточно свести к двум–трем генерирующим ветвям, включая в каждую из них синхронные машины, находящиеся приблизительно на одинаковой удаленности от места КЗ.

Различают расчет периодической составляющей ТКЗ по общему изменению, когда удастся сократить количество синхронных машин, и индивидуальному изменению, если необходимо вычислять составляющие ТКЗ от каждой синхронной машины.

Расчет по общему изменению ТКЗ заключается в замене однотипных и одинаково электрически удаленных синхронных машин эквивалентными с последующим определением периодической составляющей ТКЗ для каждой из этих синхронных машин по формулам (5.2)–(5.5).

Расчет по индивидуальному изменению ТКЗ состоит в определении токов КЗ, создаваемых разнотипными синхронными машинами с разной их удаленностью от точки КЗ.

Периодические составляющие ТКЗ отдельных синхронных машин изменяются во времени неодинаково. Поэтому, если вычислять токи КЗ, создаваемые разнотипными синхронными машинами с разной удаленностью от точки КЗ, через общее результирующее сопротивление, то расчет может иметь большую погрешность. Предельное отклонение результатов расчета по общему изменению периодической составляющей ТКЗ характеризуется отношением начального сверхпереходного тока к периодической составляющей источника в момент времени  $t$  при КЗ на шинах синхронных машин. Для турбогенераторов даже при малых промежутках времени в расчетах возникает существенная погрешность. Для гидрогенераторов предельные ошибки такого расчета гораздо меньше.

Если характеристики синхронных машин таковы, что для определения ТКЗ можно использовать типовые кривые, то расчет нужно выполнять в следующем порядке:

- привести действительную схему замещения СЭС к условной радиальной, каждая ветвь которой соответствует выделяемой синхронной машине или группе однотипных синхронных машин, связанной с точкой КЗ;
- преобразовать схему с использованием метода эквивалентирования. Источники, непосредственно связанные с точкой КЗ, а также источники неограниченной мощности следует выделить в отдельные генерирующие ветви;
- определить ТКЗ отдельно для каждой генерирующей ветви. В случае независимых генерирующих ветвей связи с точкой КЗ составляющие тока КЗ вычислить аналогично расчету по общему изменению ТКЗ;
- при связи синхронных машин и системы с точкой КЗ через общее сопротивление расчет периодической составляющей ТКЗ выполняется по методу эквивалентирования. При большой электрической удаленности синхронных машин от точки КЗ или малой мощности синхронных машин эти генерирующие ветви целесообразно объединить с системой, периодическая составляющая тока КЗ от которой также изменяется во времени;

- вычислить путем суммирования общий ток КЗ в рассматриваемой точке короткого замыкания.

#### 5.4. Учет электрической системы

Во многих случаях СЭС напряжением 6–10 кВ получает питание от электрической системы бесконечной мощности. В этом случае расчет ТКЗ для произвольного момента времени методом типовых кривых и по общему изменению выполнить невозможно, поскольку менее мощные генераторы будут шунтироваться практически нулевым сопротивлением системы.

Поэтому, если в СЭС помимо синхронных генераторов (компенсаторов, электродвигателей) ограниченной мощности, присутствует система бесконечной мощности, то эту систему необходимо выделить в отдельную генерирующую ветвь. Поскольку при КЗ в этой ветви ЭДС системы практически не изменяется, то ток КЗ остается неизменным в течение всего переходного процесса:

$$I_{nt} = I'' = \text{const.} \quad (5.6)$$

Выделение системы в отдельную генерирующую ветвь позволяет найти суммарный ТКЗ даже в случае связи места КЗ с генерирующими ветвями через общее сопротивление. Для этого необходимо преобразовать имеющуюся схему замещения методом эквивалентирования.

\* \* \*

**Задача 5.1.** Используя метод типовых кривых, определить значения периодической составляющей тока короткого замыкания через 0,2 и 0,5 с после момента возникновения трехфазного короткого замыкания в трех точках К1, К2 и К3 исходной расчетной схемы (рис. 5.9, а) и сравнить их с соответствующими значениями ТКЗ в первоначальный момент времени.

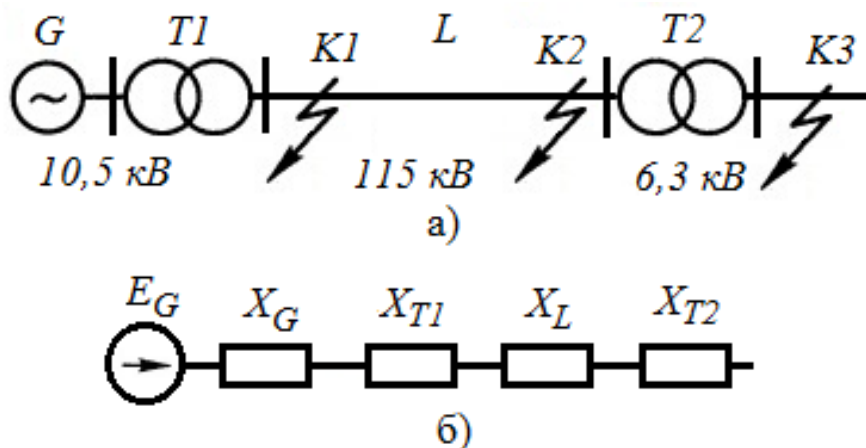


Рис. 5.9. Исходная расчетная схема (а) и схема замещения (б)

#### Исходные данные

Генератор  $G$ : турбогенератор с тиристорной системой самовозбуждения;  $P_{ном} = 110$  МВт;  $\cos \varphi_{ном} = 0,8$ ;  $U_{ном} = U_{\delta} = 10,5$  кВ;  $x''_{d(ном)} = 18,9$  %;

до короткого замыкания генератор работал с номинальной нагрузкой, т.е.  $I_{*n(0)(ном)} = 1$ .

Силовой трансформатор T1:  $S_{ном} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $n_m = 115/10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{\kappa 1} = 10,5 \%$ .

Воздушная линия L: длина ВЛ  $l_{ВЛ} = 50 \text{ км}$ ; удельное индуктивное сопротивление  $x_{y\partial} = 0,4 \text{ Ом/км}$ .

Силовой трансформатор T2:  $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $n_m = 115/6,3 \text{ кВ}$ ;  $u_{\kappa 1} = 10,5 \%$ .

### Решение

1. Поскольку в рассматриваемой схеме имеется несколько уровней напряжения, то расчеты ТКЗ целесообразно выполнять в относительных единицах:

а) принять соответствующие базисные условия:  $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{\sigma 2} = 6,3 \text{ кВ}$ ;

б) рассчитать соответствующие базисные токи:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

2. Вычислить сопротивления элементов схемы замещения (рис. 5.9, б) по формулам из табл. 3.6:

а) сопротивление генератора G

$$x_{*CG} = \frac{x_d''\%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{x_d''\%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_{ном}} \cdot \cos \varphi_{ном};$$

$$x_{*CG} = \frac{18,9}{100} \cdot \frac{1000}{110} \cdot 0,8 = 1,37;$$

б) сопротивления силовых трансформаторов T1 и T2

$$X_{*T1} = \frac{U_{\kappa}\%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

$$X_{*T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56;$$

в) сопротивление ВЛ

$$X_{*ВЛ} = x_{y\partial} \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp1}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,51.$$



3. Рассчитать сверхпереходную ЭДС генератора. Так как до короткого замыкания генератор работал с номинальной нагрузкой, то его ЭДС определяется по формуле (3.48)

$$E''_G = \sqrt{(U_{*(0)(ном)} + I_{*(0)ном} x''_{d(ном)} \sin \varphi_{(0)})^2 + (I_{*(0)ном} x''_{d(ном)} \cos \varphi_{(0)})^2} \cdot \frac{U_{ном}}{U_{\delta}};$$

$$E''_G = \sqrt{(1 + 1 \cdot \frac{18,9}{100} \cdot 0,6)^2 + (1 \cdot \frac{18,9}{100} \cdot 0,8)^2} \cdot \frac{10,5}{10,5} = 1,07.$$

4. Рассчитать сверхпереходные трехфазные токи КЗ:

а) в точке К1

$$I_{K1n0(\delta)}^* = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1}} = \frac{1,07}{1,37 + 0,84} = 0,484;$$

$$I_{K1n0} = I_{K1}^{(3)} = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1,07}{1,37 + 0,84} \cdot 5,02 = 2,43 \text{ кА};$$

б) в точке К2

$$I_{K2n0(\delta)}^* = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1} + X_{*B\Lambda}} = \frac{1,07}{1,37 + 0,84 + 1,51} = 0,288;$$

$$I_{K2n0} = I_{K2}^{(3)} = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1} + X_{*B\Lambda}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1,07}{1,37 + 0,84 + 1,51} \cdot 5,02 = 1,44 \text{ кА};$$

в) в точке К3

$$I_{K3n0(\delta)}^* = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1} + X_{*B\Lambda} + X_{*T2}} = \frac{1,07}{1,37 + 0,84 + 1,51 + 6,56} = 0,104;$$

$$I_{K3n0} = I_{K3}^{(3)} = \frac{E''_G}{X_{*G} + X_{*T1} + X_{*B\Lambda} + X_{*T2}} \cdot I_{\delta 2} =$$

$$= \frac{1,07}{1,37 + 0,84 + 1,51 + 6,56} \cdot 91,6 = 9,53 \text{ кА}.$$

5. Определить удаленность точек КЗ от шин синхронного генератора. Поскольку расчетные точки КЗ отделены от синхронного генератора силовыми трансформаторами, для определения значений  $I_{п0(ном)}^*$  (сверхпереходного ТКЗ  $I_K''$ ) используется формула (5.4)

$$I_{Kп0(ном)}^* = I_K'' = I_{Kn0(\delta)}^* \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = I_{Kn0(\delta)}^* \frac{S_{\delta}}{P_{ном}} \cdot \cos \varphi_{ном}.$$

$$I_{K1п0(ном)}^* = 0,484 \cdot \frac{1000}{110} \cdot 0,8 = 3,52;$$

$$I_{K2п0(ном)}^* = 0,288 \cdot \frac{1000}{110} \cdot 0,8 = 2,09;$$

$$I_{K3n0(ном)*} = 0,104 \cdot \frac{1000}{110} \cdot 0,8 = 0,756.$$

6. Исходя из системы возбуждения синхронного генератора, выбрать типовые кривые и по кривой  $\gamma_t = f(t)$ , соответствующей найденному значению  $I_{n0(ном)*}$ , для заданного момента времени найти отношение токов (5.2).

По типовым кривым изменения относительного значения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с тиристорной системой самовозбуждения (рис. 5.10) определены соответствующие отношения токов:

$$\begin{aligned} \gamma_{K1\,0,2} &= 0,7; & \gamma_{K1\,0,5} &= 0,58; \\ \gamma_{K2\,0,2} &= 0,85; & \gamma_{K2\,0,5} &= 0,84. \end{aligned}$$

В соответствии с рекомендациями используемой методики при большей удаленности точки КЗ периодическую составляющую тока КЗ следует принимать неизменной по амплитуде. Поэтому для точки короткого замыкания КЗ

$$\gamma_{K3\,0,2} = \gamma_{K3\,0,5} = 1,$$

т.е. действующее значение тока короткого замыкания в произвольный момент времени в точке КЗ практически не изменяется во времени и равно сверхпереходному ТКЗ (действующему значению периодической составляющей тока трехфазного ТКЗ)

$$I_{K3\,nt} = I''_{K3} = I_{K3}^{(3)} = const.$$

7. Определить искомое действующее значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{nt}$  в момент времени  $t = 0,2$  с и  $t = 0,5$  с по формуле (5.5):

$$\begin{aligned} I_{nt} &= \gamma_t I_{n0(б)*} I_{б} \cdot \\ I_{K1\,n0,2} &= 0,7 \cdot 3,52 \cdot 5,02 = 12,4 \text{ кА}; \\ I_{K2\,n0,2} &= 0,85 \cdot 2,09 \cdot 5,02 = 8,62 \text{ кА}; \\ I_{K3\,n0,2} &= 9,53 \text{ кА}; \\ I_{K1\,n0,5} &= 0,58 \cdot 3,52 \cdot 5,02 = 10,2 \text{ кА}; \\ I_{K2\,n0,5} &= 0,84 \cdot 2,09 \cdot 5,02 = 8,81 \text{ кА}; \\ I_{K3\,n0,5} &= 9,53 \text{ кА}; \end{aligned}$$

8. Свести полученные данные в сравнительную табл. 5.1.

Таблица 5.1

Расчетные значения периодической составляющей тока короткого замыкания

Номер точки короткого замыкания	Расчетные значения ТКЗ, кА		
	t = 0 с	t = 0,2 с	t = 0,5 с
K1	2,43	12,4	10,2
K2	1,44	8,62	8,81
K3	9,53	9,53	9,53

Полученные значения периодической составляющей тока короткого замыкания показывают, что наибольшие изменения ТКЗ от действия АРВ генератора происходят во время переходного процесса в точках К1 и К2.

В точке КЗ ток короткого замыкания практически не влияет на работу АРВ генератора.

### **Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования**

1. Как влияет наличие автоматического регулирования возбуждения на значение тока короткого замыкания от генераторов электростанций?

2. Как влияет на значение тока короткого замыкания удаленность места КЗ от шин синхронного генератора с АРВ?

3. В каком случае внешнее сопротивление за синхронным генератором называется критическим?

4. При каком соотношении внешнего и критического сопротивлений синхронного генератора может подняться напряжение до номинального значения в случае внешнего короткого замыкания?

5. В каких режимах при внешнем коротком замыкании может устойчиво работать синхронный генератор?

6. Каково соотношение между значениями индуктивных сопротивлений  $x_d$ ,  $x'_d$ ,  $x''_d$  и почему?

7. Как влияет удаленность точки короткого замыкания от шин синхронного генератора на интенсивность затухания тока короткого замыкания?

8. Как влияет удаленность точки короткого замыкания от шин синхронного генератора на значение критического времени?

9. Как характеризуется удаленность точки короткого замыкания от шин синхронной машины?

10. Какие факторы влияют на изменение тока короткого замыкания в произвольный момент времени?

11. Что позволяет упростить вычисления значений тока короткого замыкания для произвольного момента времени?

12. Какие допущения используются при инженерных расчетах тока короткого замыкания для произвольного момента времени?

13. На чем базируется нормативный метод типовых кривых?

14. Отображением каких функциональных зависимостей являются типовые кривые?

15. В каком порядке осуществляется расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от одного или нескольких однотипных синхронных генераторов?

16. В чем отличия методик расчета тока короткого замыкания по общему и индивидуальному изменениям?

17. Как учитывается ток короткого замыкания от системы для произвольного момента времени?

18. Для каких целей при расчете тока короткого замыкания для произвольного момента времени осуществляется выделение системы в отдельную генерирующую ветвь?

19. Каким методом осуществляется преобразование имеющейся схемы замещения в случае связи места КЗ с генерирующими ветвями через общее сопротивление?

## Глава 6. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 кВ

### 6.1. Общие сведения о распределительных сетях напряжением 6–35 кВ

Распределительными сетями считаются воздушные и кабельные электрические сети напряжением 6–35 кВ, по которым электроэнергия передается потребителям от центра питания (распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы, к которым присоединены распределительные сети района) через понижающие трансформаторы, воздушные и кабельные линии. Распределительные сети напряжением 6–35 кВ имеют протяженность, оцениваемую сотнями тысяч километров.

По зарубежной классификации распределительные сети относятся к электроустановкам *среднего напряжения* в диапазоне 3–69 кВ.

Согласно ГОСТ [8]: *среднее напряжение* – напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ.

При определении тарифов на электрическую энергию в отечественных электрических сетях потребители классифицируются:

- по высокому напряжению (ВН): 110 кВ и выше;
- по среднему напряжению 1 (СН1): 35 кВ;
- по среднему напряжению 2 (СН2): 1–20 кВ.

Напряжения 6–10–20–35 кВ (СН1 и СН2) предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях.

В классе СН2 преимущественное распространение получило напряжение 10 кВ. Электрические сети напряжением 6 кВ сохраняют значительный удельный вес по протяженности, но, как правило, не развиваются и по возможности заменяются сетями напряжением 10 кВ.

К классу СН2 примыкает имеющееся в ГОСТ напряжение 20 кВ, получившее ограниченное распространение в одном из районов г. Москвы.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания сетей 6–10 кВ в сельской местности и реже для питания глубоких вводов напряжением 35/0,4 кВ.

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ эксплуатируются в режиме изолированной нейтрали (примерно 80 % сетей) и в режиме заземления через дугогасящий реактор (примерно 20 % сетей).

В соответствии с ПУЭ в сетях 6–35 кВ разрешены к применению три режима заземления нейтрали:

- с изолированной нейтралью;
- с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор;
- с нейтралью, заземленной через резистор.

Таким образом, в сетях 6–35 кВ в России разрешены режимы заземления: изолированной и компенсированной нейтрали, кроме глухого заземления (рис. 1.18, в, г, д).

Наиболее частым видом повреждений в сетях 6–35 кВ являются *однофазные замыкания на землю* (ОЗЗ), составляющие до 75–90% от общего

числа электрических повреждений. Поэтому *принципиальным условием* для разрешенных режимов нейтрали распределительной сети является возможность определенного продолжительного времени работы сети с наличием ОЗЗ без отключения.

Предполагается, что при возникновении ОЗЗ и действии устройств релейной защиты *на сигнал* дежурный персонал должен принять меры по отысканию поврежденного присоединения или переводу потребителя на другой источник электроснабжения (с последующим отключением поврежденного участка). Вследствие сокращения времени перерыва питания потребителя надежность энергоснабжения возрастает.

В распределительных сетях 6–35 кВ могут возникать трехфазные и двухфазные короткие замыкания, что вызывает значительное увеличение тока в поврежденных фазах, как и при рассмотренных ранее переходных процессах коротких замыканий. Однако в силу особенностей видов заземления нейтрали однофазные замыкания в этих сетях обладают своей спецификой.

## **6.2. Переходные процессы при однофазных замыканиях в распределительных сетях с изолированной нейтралью**

Большое значение для промышленного, городского и агропромышленного электроснабжения имеют электрические сети напряжением 6–35 кВ. Практически до 80 % распределительных сетей этого напряжения по технико-экономическим соображениям выполняются без эффективного заземления нейтрали.

Нарушение изоляции одной фазы может привести к возникновению однофазного замыкания на землю, переходные процессы которого имеет значительные отличия от однофазных коротких замыканий в сетях с глухозаземленной нейтралью. Остановимся более подробно на специфике такого переходного процесса.

**Однофазное замыкание на землю** – замыкание на землю одной из фаз электроустановки в трехфазной системе с незаземленными или резонансно-заземленными нейтралью силовых элементов.

Вначале рассмотрим **сеть с изолированной нейтралью в нормальном режиме**, когда переходное активное сопротивление цепи замыкания на землю  $R_{\text{Д}} = \infty$ . В сетях с изолированной нейтралью провода трехфазной системы связаны с землей через емкости и активные сопротивления изоляции, распределенные по длине линий [1] (рис. 6.1).

Схема замещения сети без нагрузки включает трехфазный источник питания  $E$ ; эквивалентную линию; распределенные по длине линии емкости фаз  $C_A$ ,  $C_B$ ,  $C_C$  и активные проводимости  $G_A$ ,  $G_B$ ,  $G_C$  приняты сосредоточенными, что допустимо в области частот, которую занимают, рассматриваемые переходные процессы.

Внутреннее сопротивление источника питания и продольные сопротивления линий сети намного меньше, чем сопротивления фаз относительно земли, поэтому при устойчивых замыканиях ими также можно пренебречь.

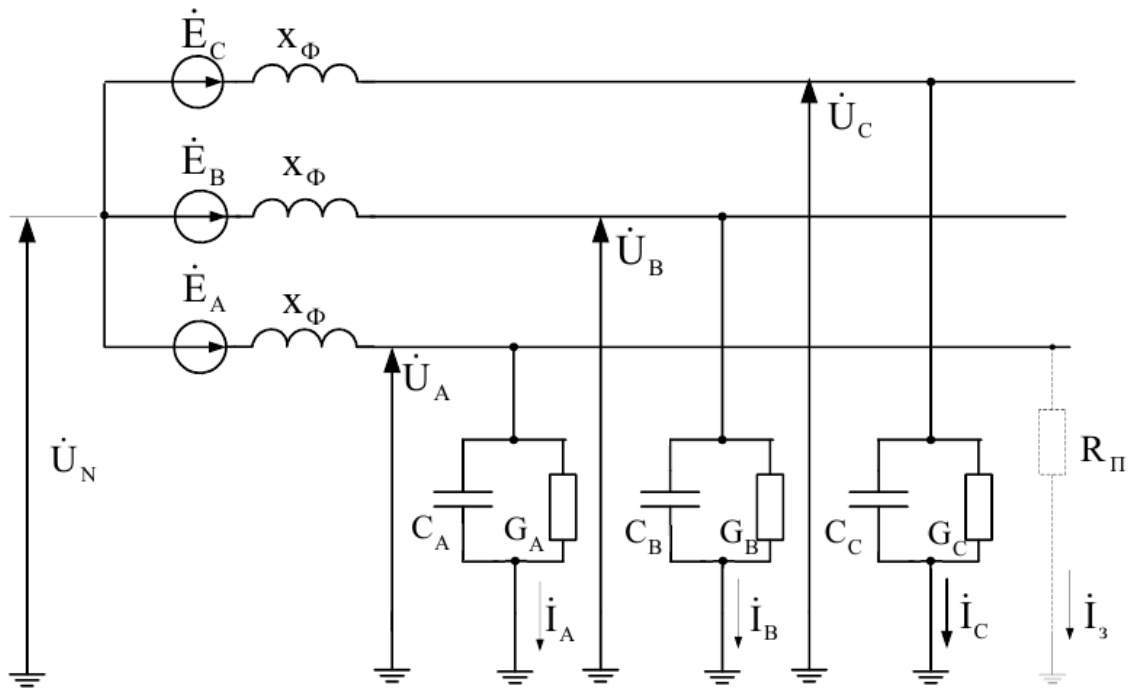


Рисунок 6.1 – Схема замещения сети с изолированной нейтралью

В результате принятых допущениях можно записать выражения для токов фаз

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{Y}_A(\dot{E}_A + \dot{U}_N); \\ \dot{I}_B = \dot{Y}_B(\dot{E}_B + \dot{U}_N); \\ \dot{I}_C = \dot{Y}_C(\dot{E}_C + \dot{U}_N), \end{cases} \quad (6.1)$$

где  $\dot{U}_N$  – напряжение нейтрали;  $\dot{Y}_A = G_A + j\omega C_A$ ,  $\dot{Y}_B = G_B + j\omega C_B$ ,  $\dot{Y}_C = G_C + j\omega C_C$  – полные комплексные проводимости фаз сети относительно земли;  $\dot{E}_A = \dot{E}_\phi$ ,  $\dot{E}_B = a^2 \dot{E}_\phi$ ,  $\dot{E}_C = a \cdot \dot{E}_\phi$  – вектора фазных ЭДС эквивалентного источника питания;  $a$  – оператор поворота (4.1);  $\omega$  – круговая частота источника питания. Для источников промышленной частоты 50 Гц  $\omega = 2\pi \cdot f = 6,28 \cdot 50 = 314$  1/с.

При отсутствии замыкания на землю система токов в сети симметрична

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$$

или по выражению (6.1)

$$\dot{I}_A = \dot{Y}_A(\dot{E}_A + \dot{U}_N) + \dot{I}_B = \dot{Y}_B(\dot{E}_B + \dot{U}_N) + \dot{I}_C = \dot{Y}_C(\dot{E}_C + \dot{U}_N) = 0. \quad (6.2)$$

Решив это уравнение относительно  $\dot{U}_N$ , получим

$$\dot{U}_N = -\dot{E}_\phi \left( \frac{G_A + a^2 G_B + a G_C}{\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C} + j\omega \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C} \right). \quad (6.3)$$

Так как  $1 + a^2 + a = 0$ , вектор напряжения нейтрали согласно (6.3) является ( $\dot{U}_N \neq 0$ ) только в том случае, если проводимости не равны между собой ( $Y_A \neq Y_B \neq Y_C$ ), то есть, нарушена симметрия фаз сети.

При этом общие значения для активной проводимости и емкости сети можно выразить арифметической суммой:

$$\begin{aligned} G_{\Sigma} &= G_A + G_B + G_C; \\ C_{\Sigma} &= C_A + C_B + C_C. \end{aligned}$$

При различии значений емкостей фаз сети вводится *коэффициент емкостной несимметрии сети* (степень емкостной асимметрии сети)

$$\alpha_C = \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_{\Sigma}}. \quad (6.4)$$

Аналогично определяется и *коэффициент несимметрии активных проводимостей фаз сети*

$$\alpha_G = \frac{G_A + a^2 G_B + a G_C}{\omega G_{\Sigma}}. \quad (6.5)$$

В нормальном режиме электрической сети активные проводимости фаз относительно земли намного меньше емкостных проводимостей  $\alpha_G \ll \alpha_C$  и поэтому напряжение нейтрали можно определить по более простому выражению

$$\dot{U}_N = -\dot{E}_{\phi} \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_{\Sigma}}. \quad (6.6)$$

*Модуль напряжения нейтрали*  $|\dot{U}_N| = U_N$ , имеющий место в нормальном режиме работы сети, называют *напряжением смещения нейтрали*.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [27] при отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 % фазного напряжения длительно и не выше 30% в течение 1 часа.

В кабельных сетях коэффициент несимметрии  $\alpha_G$ , а, следовательно, и  $U_N$ , пренебрежимо малы, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно его брони.

В воздушных сетях емкости фаз не строго одинаковы даже при транспонировании проводов. Поэтому для них коэффициент несимметрии составляет  $\alpha_C = 0,5-2 \%$ .

Наличие в нейтрали источника питания напряжения смещения  $U_N$  (рис. 6.2) приводит к тому, что напряжения фаз относительно земли становятся неравными по значению и угол сдвига между ними отличается от 120 электрических градусов

$$\begin{cases} \dot{U}_A = \dot{E}_A + \dot{U}_N = (1 - \alpha_C) E_\phi = E_\phi + \dot{U}_N; \\ \dot{U}_B = \dot{E}_B + \dot{U}_N = (\alpha^2 - \alpha_C) E_\phi = \alpha^2 E_\phi + \dot{U}_N; \\ \dot{U}_C = \dot{E}_C + \dot{U}_N = (\alpha - \alpha_C) E_\phi = \alpha E_\phi + \dot{U}_N. \end{cases} \quad (6.7)$$

Токи  $\dot{I}$ , определяемые проводимостями фаз сети, также образуют несимметричную звезду.

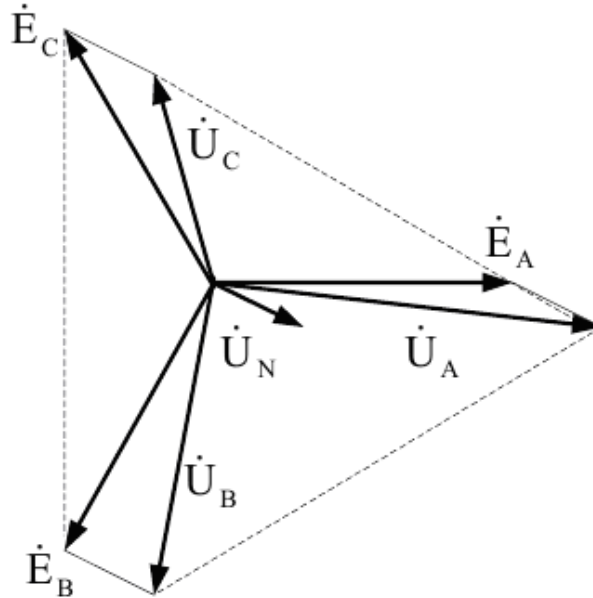


Рисунок 6.2 – Векторная диаграмма напряжений для нормального режима сети при  $\dot{U}_N \neq 0$

Под воздействием фазных напряжений через емкости фаз протекают зарядные токи. Практически  $\alpha_G = 0$  – ток активной проводимости мал и не учитывается, тогда зарядные токи фаз определяются по следующим выражениям:

$$\begin{cases} \dot{I}_A = j\omega C_A \dot{U}_A; \\ \dot{I}_B = j\omega C_B \dot{U}_B; \\ \dot{I}_C = j\omega C_C \dot{U}_C. \end{cases} \quad (6.8)$$

Для сети с изолированной нейтралью по первому закону Кирхгофа сумма зарядных токов равна нулю.

\* \* \*

**Задача 6.1.** Для воздушной линии распределительной сети напряжением  $U_{ном} = 10$  кВ рассчитать напряжение смещения нейтрали, напряжения на фазах сети и зарядные токи фаз.



### Исходные данные

Емкости фаз  $C_A = 2,5 \cdot 10^{-6}$  Ф;  $C_B = C_C = 3 \cdot 10^{-6}$  Ф. Фазное напряжение  $U_\phi = U_{ном} / \sqrt{3} = 10 / \sqrt{3}$  кВ.

### Решение

1. Значение напряжения смещения нейтрали определяется по (6.6), при этом оператор поворота  $a$  находится по выражению (4.1)

$$a = \exp(-j120^\circ) = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = -0,5 + j0,87; \quad a^2 = -0,5 - j0,87.$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_N &= -\dot{U}_\phi \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_\Sigma} = \\ &= -\frac{10}{\sqrt{3}} \cdot \frac{(2,5 + (-0,5 - j0,87) \cdot 3 + (-0,5 + j0,87) \cdot 3) \cdot 10^{-6}}{(2,5 + 3 + 3) \cdot 10^{-6}} = 0,34 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Или в процентах

$$U_{N\%} = \sqrt{3} \frac{U_N}{U_{ном}} 100 = \sqrt{3} \frac{0,34}{10} 100 = 5,88 \%,$$

что не превышает нормативных показателей [27], т.к.  $5,88 \% < 15 \%$ .

2. Напряжения фаз распределительной сети относительно земли определяются по формулам (6.7):

$$\dot{U}_A = E_\phi + \dot{U}_N = \frac{10}{\sqrt{3}} + 0,34 = 6,12 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_B = a^2 E_\phi + \dot{U}_N = -2,55 - j5 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_C = a E_\phi + \dot{U}_N = 2,55 + j5 \text{ кВ}.$$

3. Расчет зарядных токов фаз проводится по формулам (6.8).

$$\dot{I}_A = j\omega C_A \dot{U}_A = j \cdot 314 \cdot 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot 6,12 = j4,8 \text{ А};$$

$$\dot{I}_B = j\omega C_B \dot{U}_B = j \cdot 314 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot (-2,55 - j5) = -4,71 - j2,4 \text{ А};$$

$$\dot{I}_C = j\omega C_C \dot{U}_C = j \cdot 314 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot (2,55 + j5) = 4,71 + j2,4 \text{ А}.$$

Сумма зарядных токов:  $\dot{I}_\Sigma = 0$ , что подтверждает правильность проведенных расчетов.

\* \* \*

**Режим устойчивого металлического замыкания на землю.** В незаземленных сетях замыкания на землю могут быть *устойчивыми* или *дугowymi*.

Устойчивые замыкания в свою очередь разделяют на *металлические* замыкания и *замыкания через переходное сопротивление*  $R_{\Pi}$  (рис. 6.1). Этим сопротивлением может быть сопротивление поврежденной изоляции или сопротивление растеканию тока в земле.

Рассмотрим режим устойчивого замыкания фазы А. При определении напряжения нейтрали пренебрегаем влиянием емкостной несимметрии и активной проводимостью фаз, а также считаем, что

$$C_A = C_B = C_C = 0; \quad G = 0.$$

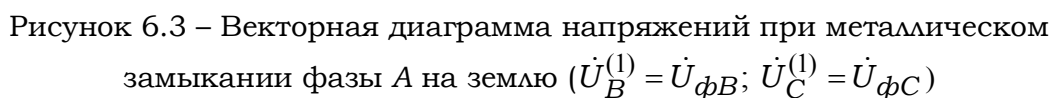
Напряжение смещения нейтрали найдем, воспользовавшись формулой теории электрических цепей:

При этих условиях в установившемся режиме замыкания фазы  $A$  на землю фазные напряжения  $B$  и  $C$  сети достигают линейных значений:

Таким образом, при *металлическом замыкании* ( $R_{\Pi} = 0$ ) фазы на землю напряжение нейтрали равно по значению и противоположно по знаку ЭДС поврежденной фазы.

$$\dot{U}_A^{(1)} = \dot{E}_A - \dot{E}_A = 0,$$

На векторной диаграмме напряжений (рис. 6.3) видно, что треугольник линейных напряжений не изменяется, он только пространственно переместился относительно его положения в нормальном режиме ( $0 \rightarrow 0^{(1)}$ ).



Трехфазные потребители электрической энергии будут продолжать нормально функционировать. Поэтому поврежденное присоединение не подлежит немедленному отключению.

Определим ток замыкания на землю. Напряжение поврежденной фазы равно нулю, емкость фазы  $A$  шунтирована замыканием и в этой емкости  $C_\phi$  ток равен нулю. Ток через емкости неповрежденных фаз при  $3^{(1)}$  протекает под воздействием соответствующих напряжений  $\dot{U}_B$  и  $\dot{U}_C$  и через место замыкания возвращается в сеть:

$$\begin{cases} \dot{I}_B = j\omega C_B \dot{E}_B = j\omega C_B (a^2 - 1)\dot{E}_A; \\ \dot{I}_C = j\omega C_C \dot{E}_C = j\omega C_C (a - 1)\dot{E}_A; \\ \dot{I}_3 = j\omega 3C_\phi \dot{E}, \end{cases} \quad (6.11)$$

где  $C_\phi = C_A + C_B + C_C$  – фазная емкость;  $\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C$  – ЭДС источника питания.

Действующее значение емкостного тока замыкания на землю

$$I_3 = 3\omega C_\phi \dot{E} = I_{C_\Sigma}. \quad (6.12)$$

Если перейти к фазному напряжению неповрежденных фаз  $E \approx \sqrt{3}U_\phi = U_\phi^{(1)}$ , то получим формулу для практических расчетов:

$$I_{C_\Sigma} = 3\omega C_\phi U_\phi^{(1)}. \quad (6.13)$$

Если  $C_A \neq C_B \neq C_C$ , то

$$I_{C_\Sigma} = \omega(C_A + C_B + C_C)U_\phi^{(1)}. \quad (6.14)$$

Для активной составляющей тока замыкания, аналогично емкостной  $I_{C_\Sigma}$ , получим:

$$\begin{cases} \dot{I}_{BG} = G_B \dot{U}_B; \\ \dot{I}_{CG} = G_C \dot{U}_C; \\ \dot{I}_{3G} = -(\dot{I}_{BG} + \dot{I}_{CG}). \end{cases} \quad (6.15)$$

Действующее значение активной составляющей тока замыкания на землю

$$I_{G_\Sigma} = 3G_\phi U_\phi^{(1)}, \quad (6.16)$$

где  $G_\phi = G_A + G_B + G_C$  – фазная активная проводимость.

Следовательно, ток замыкания может быть представлен в виде суммы двух составляющих: емкостной (6.14) и активной (6.16). Эти составляющие тока при металлическом замыкании ( $R_{\Pi} = 0$ ) используются в качестве значений, характеризующих параметры конкретной сети

$$\dot{I}_{3R_n=0} = \dot{I}_{C_{\Sigma}} + \dot{I}_{G_{\Sigma}} = jI_{C_{\Sigma}} + I_{G_{\Sigma}} = 3\dot{E} j\omega C_{\phi} + 3\dot{E} G_{\phi}. \quad (6.17)$$

\* \* \*

**Задача 6.2.** Определить токи при однофазном замыкании фазы на землю  $3^{(1)}$  в сети с изолированной нейтралью напряжением 10 кВ.

### Исходные данные

Номинальное напряжение источника симметричной звезды фазных напряжений  $U_{ном} = 10$  кВ. Емкости фаз сети  $C = C_A = C_B = C_C = 10 \cdot 10^{-6}$  Ф. Активная проводимость  $G = G_A = G_B = G_C = 0,05 \cdot C$ .

### Решение

1. При  $3^{(1)}$  в установившемся режиме фазные напряжения неповрежденных фаз возрастают в  $\sqrt{3}$  раз и определяются по выражениям (6.10) и (4.1):

$$\dot{U}_B^{(1)} = (a^2 - 1)\dot{U}_{ном} = (-0,5 - j0,87) \cdot 10 = -5 - j8,7 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_C^{(1)} = (a - 1)\dot{U}_{ном} = (-0,5 + j0,87) \cdot 10 = -5 + j8,7 \text{ кВ}.$$

2. Определить емкостную  $B$  и активную  $G$  проводимости фаз сети

$$B = j\omega C = j \cdot 314 \cdot 10 \cdot 10^{-6} = j3,14 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}^{-1};$$

$$G = 0,05 B = 1,57 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}^{-1}.$$

3. Определить емкостные токи в неповрежденных фазах  $B$  и  $C$  по (6.11)

$$\dot{I}_B = j\omega C_B \dot{U}_B^{(1)} = j \cdot 3,14 \cdot 10^{-3} \cdot (-5 - j8,7) \cdot 10^3 / \sqrt{3} = -27,3 - j15,7 \text{ А};$$

$$\dot{I}_C = j\omega C_C \dot{U}_C^{(1)} = j \cdot 3,14 \cdot 10^{-3} \cdot (-5 + j8,7) \cdot 10^3 = -27,3 + j15,7 \text{ А}.$$

4. Определить активные токи в неповрежденных фазах  $B$  и  $C$  по (6.15)

$$\dot{I}_{BG} = G_B \cdot \dot{U}_B^{(1)} = 1,57 \cdot 10^{-4} \cdot (-5 - j8,7) \cdot 10^3 = -0,79 - j15,1 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{CG} = G_C \cdot \dot{U}_C^{(1)} = 1,57 \cdot 10^{-4} \cdot (-5 + j8,7) \cdot 10^3 = -0,79 + j15,1 \text{ А}.$$

5. Определить полный ток в месте замыкания как сумму емкостных и активных составляющих по формуле (6.17)

$$\dot{I}_3 = jI_{C_{\Sigma}} + I_{G_{\Sigma}} = j(-27,3 - 27,3) + (-0,79 - 0,79) = -(1,58 + j54,6) \text{ А}.$$

Модуль полного тока замыкания составляет  $I_3 = 54,62$  А.

6. Сравнить полученное значение тока в месте замыкания со значением ТКЗ, полученного по упрощенной формуле (6.13)

$$I_{C_\Sigma} = 3\omega C_\phi U_\phi^{(1)} = 3 \cdot 314 \cdot 30 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 = 49 \text{ A.}$$

Полученная при этом погрешность составляет

$$\frac{54,62 - 49}{54,62} 100 = 10\%,$$

что вполне допустимо для инженерных расчетов.

\* \* \*

**Режим устойчивого замыкания на землю через переходное сопротивление.** Напряжение нейтрали при  $R_{II} \neq 0$  согласно (6.3) определяется выражением

$$\dot{U}_N = -\frac{\dot{E}_\phi}{1+3R_{II}(G_\phi+j\omega C_\phi)}. \quad (6.18)$$

Из этого выражения следует, что напряжение нейтрали увеличивается по мере уменьшения сопротивления в месте повреждения. При  $R_{\Pi} = 0$  напряжение  $\dot{U}_N$  имеет максимальное значение, равное фазной ЭДС  $\dot{E}_{\phi}$ .

При увеличении сопротивления  $R_{II}$  в месте замыкания напряжение нейтрали уменьшается. При этом конец вектора  $\dot{U}_N$  перемещается по полуокружности [1] (рис. 6.4).

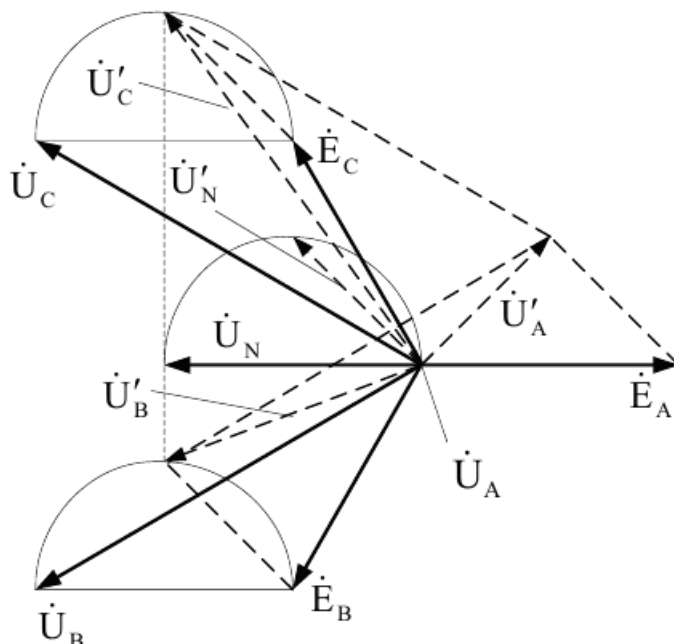


Рисунок 6.4 – Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы A на землю

Векторы напряжений неповрежденных фаз, равные сумме векторов соответствующих фаз ЭДС и напряжения нейтрали, так же ограничены полуокружностями. На векторной диаграмме пунктиром показано положение векторов для случая, когда сопротивление в месте замыкания равно

суммарному емкостному сопротивлению сети относительно земли  $R_{\Pi} = 1/(3\omega C_{\phi})$ .

Треугольник междуфазных напряжений остается неизменным, и замыкание фазы на землю не влияет на работу присоединенных приемников энергии.

На графике (рис. 6.5) видно как изменяются напряжения нейтрали и фаз сети при изменении сопротивления  $R_{\Pi}$ , выраженного в относительных единицах (относительно суммарного емкостного сопротивления сети). Все напряжения также выражены в относительных единицах при базисном напряжении  $E_{\phi}$ .

При некотором значении  $R_{\Pi}$  ( $R_{\Pi*} \approx 0,5$ ) напряжение на одной из неповрежденных фаз ( $U_C$ ) может несколько превысить линейное напряжение (значение 1,73 на рис. 6.5).

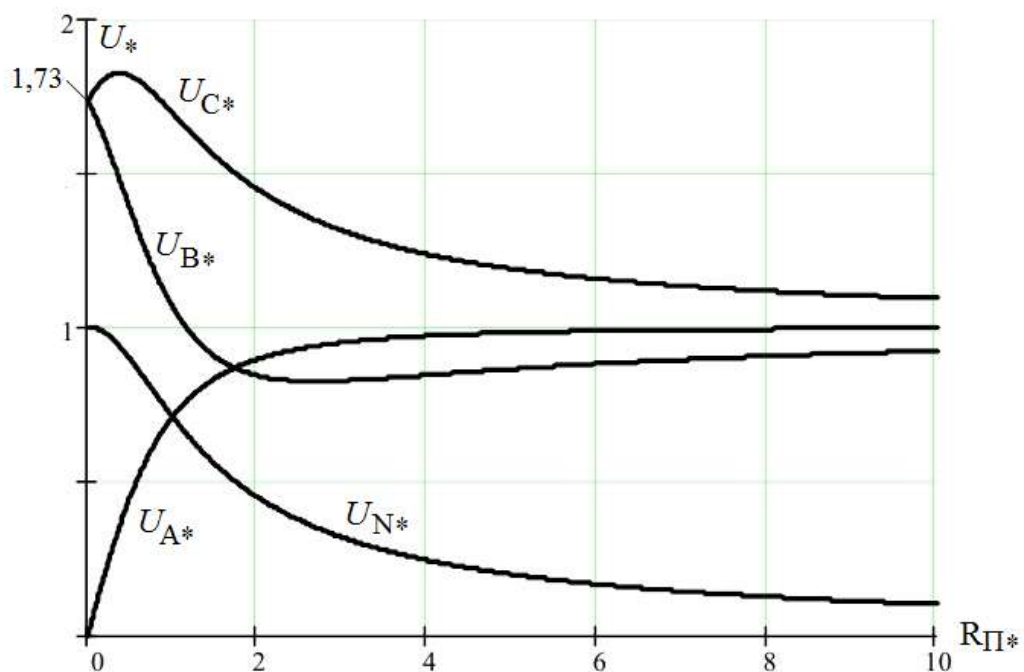


Рисунок 6.5 – Диаграмма напряжений в фазах сети

В соответствии со схемой замещения (рис. 6.6) определим ток в месте замыкания.

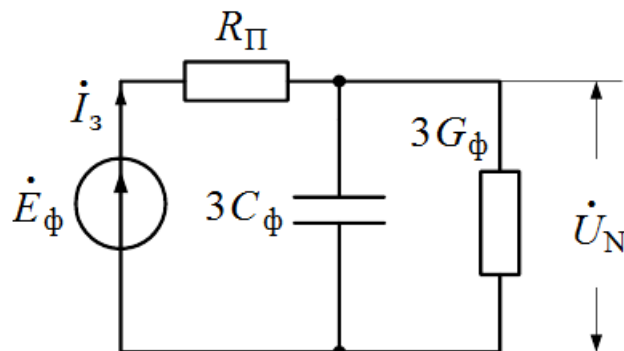


Рисунок 6.6 – Эквивалентная схема замещения сети с замкнутой на землю фазой

Ток замыкания сети с замкнутой на землю фазой по составляющим, использованным в (6.18), определяется выражением

$$\dot{I}_3 = \frac{\dot{E}_\phi}{R_{II} + 1/(3(G_\phi + j\omega C_\phi))}. \quad (6.19)$$

\* \* \*

**Режим дугового замыкания на землю.** В сетях с изолированной нейтралью могут иметь место как устойчивые, так и перемежающиеся заземляющие дуги.

*Электрическая дуга* – это сильно ионизированный столб газа, ставший проводящим под влиянием высокой температуры. Высокая проводимость ствола дуги, близкая к проводимости металлов, определяется в основном термической ионизацией, то есть распадом молекул газа на электроны и ионы вследствие высокой температуры. Наряду с ионизацией в плазме идут процессы деионизации, т.е. происходит рекомбинация и диффузия ионов и электронов. Если скорость ионизации равна скорости деионизации, то дуга будет устойчивой. Если какой-то из процессов будет преобладать, то дуга будет неустойчивой.

Характер дуги зависит от значения тока замыкания и конкретных условий, при которых она возникла. Замыкание через устойчивую дугу эквивалентно замыканию через небольшое активное сопротивление.

*Перемежающейся* называется дуга, в процессе горения которой имеют место следующие друг за другом пробой дугового промежутка (зажигания дуги) и погасания дуги. Перемежающаяся дуга вызывает переходные процессы, возникающие при каждом зажигании и погасании дуги. Переходный процесс после каждого очередного погасания дуги обуславливает начальные условия переходного процесса при следующем зажигании дуги. Определенное сочетание условий горения дуги и параметров сети могут привести к возникновению *значительных перенапряжений* (рис. 6.7).

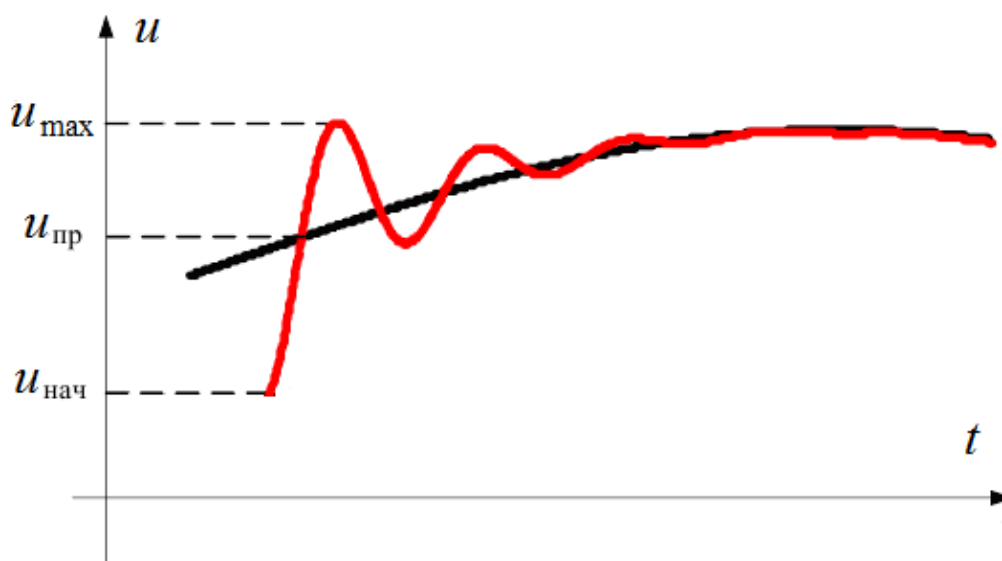


Рисунок 6.7 – Изменение напряжения на неповрежденной фазе при пробое изоляции и зажигании дуги

Напряжения на неповрежденных фазах при устойчивом металлическом замыкании становятся равными междуфазным напряжениям. Переходный процесс от напряжений нормального режима (начальных напряжений  $u_{нач}$ ) к напряжениям, имеющим место при устойчивом замыкании (принужденным напряжениям  $u_{пр}$ ), в общем случае может иметь характер затухающих колебаний (рис. 6.7).

На начальную амплитуду свободных колебаний напряжения неповрежденных фаз оказывает влияние междуфазные емкости.

Характер переходного процесса изменения напряжения нейтрали после погасания дуги решающим образом зависит от сопротивления в цепи нейтрали. В сети с изолированной нейтралью избыточные заряды на фазах, образованные за время горения дуги и определяющие остаточное напряжение нейтрали, могут стекать через сопротивление изоляции фаз относительно земли и через первичные обмотки измерительных трансформаторов напряжения, нейтрали которых заземлены.

На рис. 6.8 приведены кривые изменения напряжений  $U_A$  относительно земли для поврежденной фазы А (рис. 6.8, а), напряжений  $U_B$  неповрежденной фазы В [1] (рис. 6.8, б).

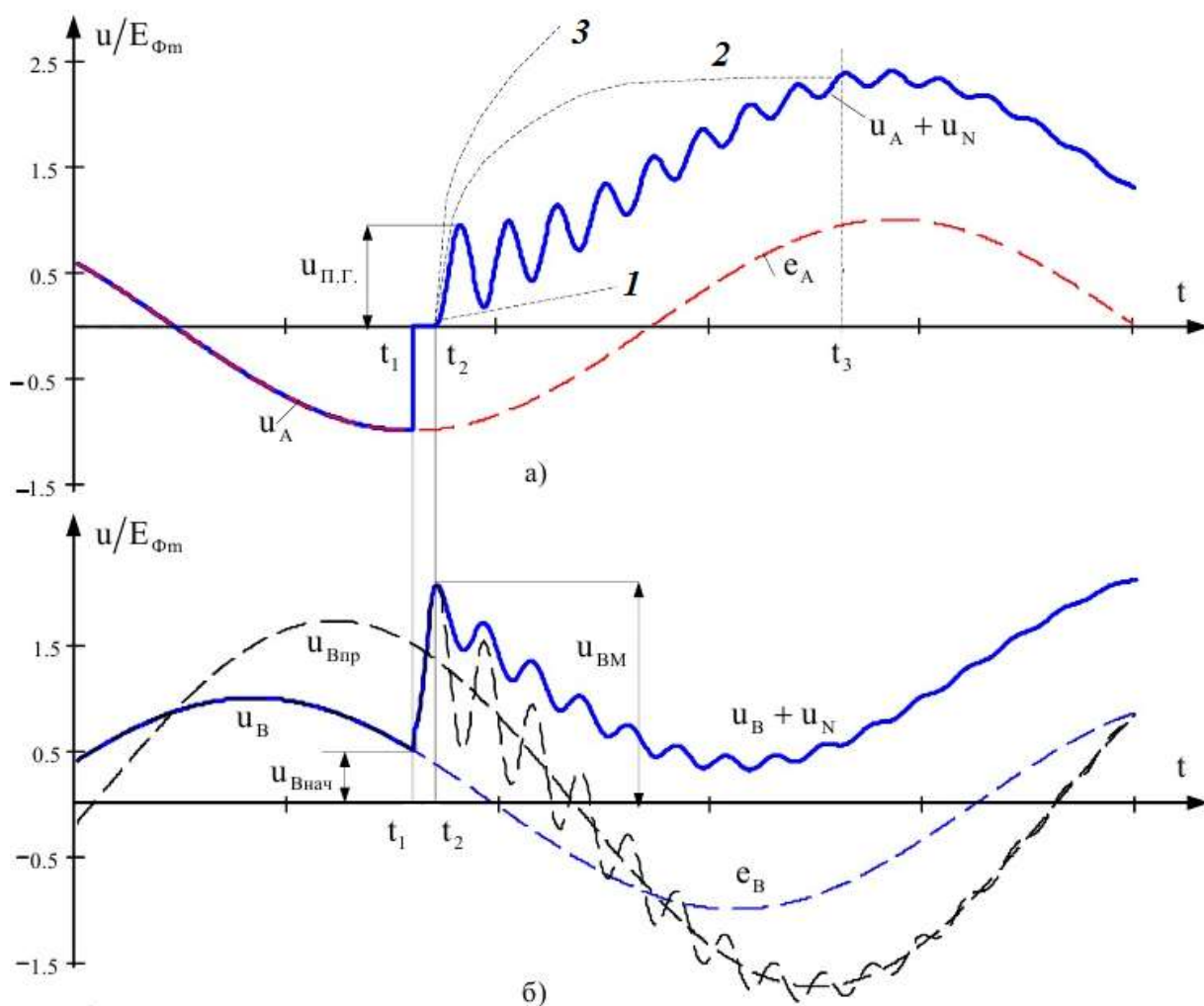


Рисунок 6.8 – Переходные процессы при дуговом замыкании в сети с изолированной нейтралью: а – изменения напряжений относительно земли для поврежденной фазы; б – изменения напряжений неповрежденной фазы



Рассматривается несколько теорий формирования перенапряжений на неповрежденных фазах при дуговых замыканиях. Значение напряжения перенапряжения, в конечном счете, зависит от остаточного напряжения нейтрали и от пробивного напряжения в момент очередного зажигания дуги в процессе перемежающегося замыкания.

Теории возникновения перенапряжений отличаются принятыми условиями горения дуги, которые и обуславливают различные напряжения нейтрали к моменту очередного зажигания дуги. Общим для всех теорий является предположение о том, что электрическая прочность дугового промежутка (пробивное напряжение) к моменту каждого очередного пробоя равна максимальному значению восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе. Кроме того, во всех теориях принимается допущение, что напряжение на нейтрали, сформировавшееся при предыдущем зажигании дуги, не изменяется к моменту последующего зажигания.

**Теория Петерсена** (1916 г.). Характерной ее особенностью является предположение о том, что после каждого зажигания дуги она гаснет при первом прохождении суммарного тока замыкания через нуль. В момент погасания дуги принужденное напряжение на поврежденной фазе не равно нулю и поэтому имеет место переходный процесс восстанавливающегося напряжения с высокочастотным пиком. Однако предполагается, что электрическая прочность дугового промежутка нарастает быстрее, чем восстанавливающееся с частотой сети напряжение на поврежденной фазе. Каждый последующий пробой изоляции происходит с интервалом в половину периода промышленной частоты на максимуме напряжения поврежденной фазы.

**Теория Петерса и Слепяна** (1923 г.). Максимальные перенапряжения определяются при условии, когда после очередного зажигания дуга гаснет при первом прохождении через нуль принужденной составляющей тока замыкания. При горении дуги переходный процесс восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги отсутствует. Все остальные допущения остаются такими же, как и в теории Петерсена.

В **теории Белякова** (1957 г.) предполагается, что дуга может погаснуть как при первом, так и любом последующем переходе через нуль свободной составляющей тока замыкания (в отличие от теории Петерсена, по которой дуга гаснет при первом прохождении свободной составляющей тока через нуль). В отличие от теории Петерса и Слепяна принимается во внимание, что наибольшее перенапряжение возникает на отстающей по отношению к поврежденной фазе и при зажигании дуги не на максимуме ЭДС поврежденной фазы, а с некоторым опережением этого момента времени. Если дуга гаснет при каком-либо прохождении через нуль свободной составляющей тока замыкания, при предшествующем ее зажигании вблизи максимума ЭДС поврежденной фазы, то, во-первых, знаки напряжения смещения нейтрали и ЭДС поврежденной фазы источника различны и, во-вторых, можно допустить, что за время горения дуги последняя не изменяется.

В поисках максимальных перенапряжений все теоретические и лабораторные работы основывались на исследованиях в схемах, параметры которых далеко не всегда соответствовали действительным разветвленным сетям. Обычно считалось, что результаты этих исследований полностью применимы для сетей, работающих с компенсацией емкостных токов.

### 6.3. Особенности режимов ОЗЗ в распределительных сетях с изолированной нейтралью

Рассмотренные выше переходные процессы однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью позволяет сделать определенные выводы о преимуществах и недостатках подобного режима нейтрали.

Фазное напряжение в месте ОЗЗ становится равным нулю, а напряжения других фаз увеличиваются в  $\sqrt{3}$  раз, хотя система междуфазных напряжений и режимы работы электроприемников потребителей практически не изменяются.

Длительное воздействие повышения фазного напряжения, возникающего в переходных режимах ОЗЗ, не представляет опасности для элементов с нормальной изоляцией, имеющей достаточный запас прочности.

Ток ОЗЗ по сравнению с током нагрузки относительно мал и, как правило, не вызывает перегрузки сети. Поэтому замыкание на землю считается не аварийным, но *анормальным* режимом.

В режиме однофазного замыкания на землю поврежденная сеть может оставаться включенной. Время, за которое требуется отыскать и отключить возникшее в сети повреждение, обычно составляет 2 часа. Поскольку рассматриваемый вид повреждений составляет более 3/4 от всех видов замыканий, то относительно длительная работа в анормальном состоянии существенна для обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Потребность в длительном сохранении такого состояния сети возникает лишь в случае отсутствия резервирования.

Режимы ОЗЗ в большинстве случаев требуют селективной *сигнализации* устойчивых замыканий, что упрощает схемы релейной защиты.

Опыт эксплуатации СЭС показывает, что при ОЗЗ через дугу и малых значениях тока однофазного замыкания на землю дуга гаснет практически без повторных зажигания и сопровождающих их перенапряжений.

Длительная работа сетей 6–35 кВ с изолированной нейтралью допускается ПУЭ при емкостных токах замыкания на землю, не превышающих значения из табл. 6.1.

Таблица 6.1

Емкостный ток замыкания на землю				
Напряжение сети, кВ	6	10	15–20	35
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

В рассматриваемых распределительных сетях не требуются дополнительная аппаратура и затраты на заземление нейтрали.

Однако ОЗЗ в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ могут привести к следующим негативным и аварийным последствиям:

1) увеличение фазного напряжения в неповрежденных фазах вызывает необходимость использования изоляции, рассчитанной, как минимум, на междуфазное напряжение;

2) при ограниченных небольших значениями тока ОЗЗ возможно самогашение дуги и самоликвидация повреждения. С увеличением тока замыкания наблюдаются неоднократные повторные зажигания дуги и перенапряжения, что увеличивает вероятность перехода однофазного замыкания на землю в междуфазное КЗ – в сети появляются перенапряжения

порядка (2,4–3,5)  $U_{\phi}$ , что может привести к пробое изоляции неповрежденных фаз и переходу ОЗЗ в двойное замыкание на землю по своим характеристикам близкое к двухфазным коротким замыканиям. Риск возникновения таких *двойных замыканий* заметно вырос в последнее время в связи со старением изоляции кабельных линий, электрических машин и аппаратов многих энергетических объектов;

3) возможны явления *феррорезонанса*, от которых в рассматриваемых сетях чаще всего выходят из строя измерительные трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу;

4) высокая степень помех, распространяющихся по ЛЭП, при дуговых однофазных замыканиях на землю;

5) ограничения по значению тока ОЗЗ сдерживают развитие распределительной сети, ее расширение и подключение новых электроприемников и потребителей.

Несмотря на имеющиеся преимущества, подобные недостатки распределительных сетей 6–35 кВ привели к необходимости изменения режима работы изолированной нейтрали.

ПУЭ предписывают выполнять компенсацию емкостного тока замыкания на землю, которая должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

- в сетях напряжением 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

- более 30 А при напряжении 3–6 кВ;

- более 20 А при напряжении 10 кВ;

- более 15 А при напряжении 15–20 кВ;

- в схемах генераторного напряжения 6–20 кВ блоков генератор-трансформатор – более 5 А.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих реакторов.

#### **6.4. Распределительные сети напряжением 6–35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор**

При переходном процессе однофазного замыкания на землю дуга емкостного тока в сети с незаземленной нейтралью при сравнительно небольших токах может иметь перемежающийся характер и быть причиной значительных перенапряжений. При больших токах дуга может стать устойчивой и длительное ее горение может привести к междуфазному короткому замыканию.

Для возможно быстрой ликвидации дуги замыкания используется вариант заземление нейтрали сети через дугогасящую катушку с магнитопроводом, называемую *дугогасящим реактором*.

*Дугогасящий реактор* (ДГР) – электрический аппарат, предназначенный для компенсации емкостных токов в электрических сетях с изолированной нейтралью, возникающих при однофазных замыканиях на землю.

В европейских странах дугогасящие реакторы называют «Petersen coil» по имени изобретателя катушки – немецкого инженера Петерсена.

Дугогасящий реактор (рис. 6.9) выполняется с регулируемым воздушным зазором магнитопровода или ступенчатым регулированием числа витков его обмотки.



Рисунок 6.9 – Дугогасящий реактор с автоматическим регулированием

Нейтраль первичной обмотки одного из сетевых трансформаторов (трансформатора Т2 – собственных нужд подстанции или специально установленного заземляющего трансформатора) со схемой соединения обмоток  $Y_0/\Delta$  заземляется через ДГР (рис. 6.10).

При замыкании на землю дугогасящий реактор выполняет двойную функцию:

- 1) существенно компенсирует (уменьшает) ток в месте замыкания;
- 2) замедляет восстановление напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги.

Эти два обстоятельства способствуют гашению дуги или препятствуют ее возникновению и снижают шаговое напряжение в месте ОЗЗ.

Способность ДГР компенсировать емкостный ток замыкания на землю определило название сетей, заземленных через дугогасящий реактор, – *сети с компенсированной нейтралью*.

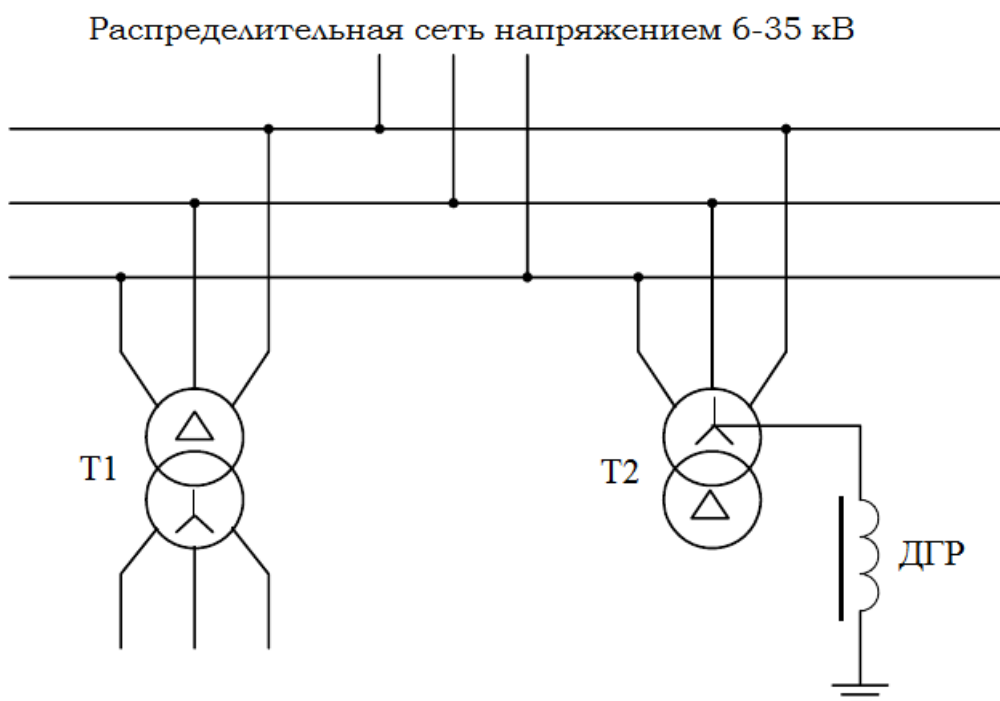


Рисунок 6.10 – Схема распределительной сети с компенсированным заземлением нейтрали

Для анализа переходного процесса ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью рассмотрим схему замещения (рис. 6.11).

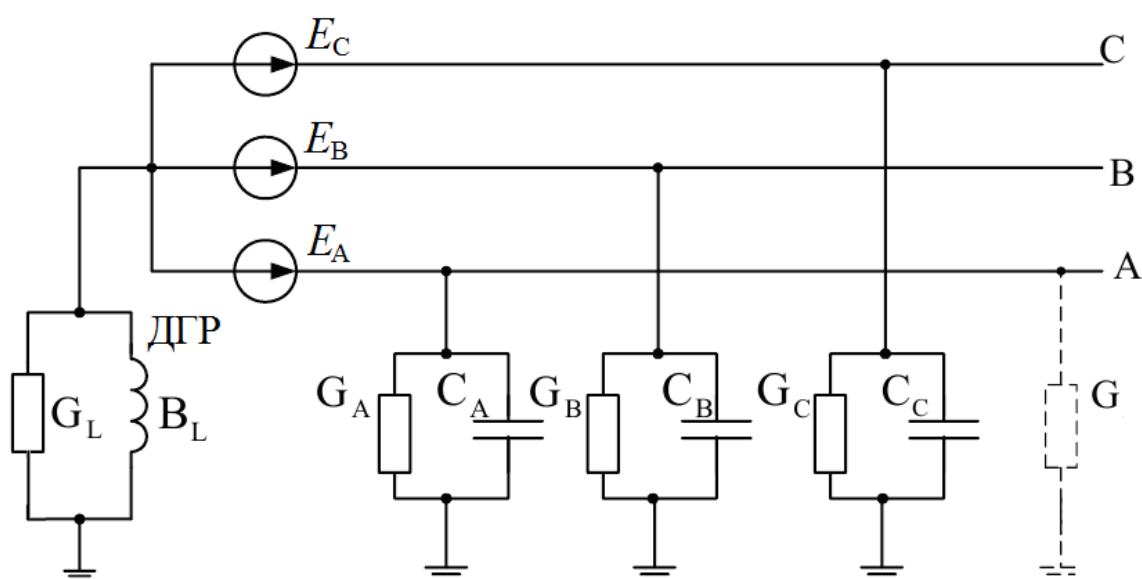


Рисунок 6.11 – Схема замещения сети с компенсированным заземлением нейтрали

При металлическом замыкании фазы на землю  $R_n = 0$  в нейтрали сети появляется фазное напряжение  $U_\phi = E_A$ , поэтому через дугогасящий реактор течет отстающий индуктивный ток:

$$I_3 = \frac{U_\phi}{\omega L}. \quad (6.20)$$

В месте ОЗЗ возникает емкостный ток сети и небольшой активный ток, обусловленный утечками по изоляторам, потерями на корону в воздушных линиях и диэлектрическими потерями в кабелях (рис. 6.12).

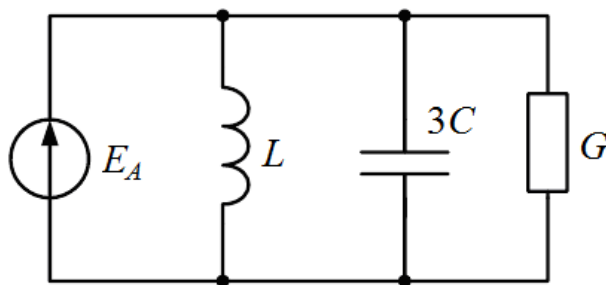


Рисунок 6.12 – Эквивалентная схема замещения компенсированной сети при замыкании на землю

При соответствующем выборе индуктивности ДГР емкостный ток может быть компенсирован индуктивным током  $I_L = I_C$ . Условие полной компенсации запишется в виде

$$\frac{U_\phi}{\omega L} = 3\omega C U_\phi. \quad (6.21)$$

Отсюда по известной емкости можно найти индуктивность, соответствующую полной компенсации емкостного тока ОЗЗ.

Собственная частота контура, образованного емкостью сети и индуктивностью катушки

$$\omega_0 \approx \frac{1}{\sqrt{3CL}}. \quad (6.22)$$

Условие полной компенсации (6.21) определяет равенство частот  $\omega_0$  и частоты источника питания  $\omega$ , т. е. угловой частоты при 50 Гц.

Очевидно, что полная компенсация имеет место при резонансе токов в  $LC$ -контуре (рис. 6.12).

Условие (6.21) выполняется при резонансной настройке дутогасящего реактора. Отклонение от резонансной настройки называют *расстройкой компенсации*. При емкостном токе, превышающем индуктивный ток ДГР, будет *недокомпенсация*, при токе ДГР, превышающем емкостный ток замыкания, – *перекомпенсация*. Степень расстройки компенсации определяется по формуле

$$v = \frac{I_C - I_L}{I_C}. \quad (6.23)$$

При недокомпенсации  $v > 0$ , при перекомпенсации  $v < 0$ , при резонансе  $v = 0$ .

Ток замыкания определяется расстройкой компенсации, активными утечками по изоляции и относительно небольшими токами высших гармоник, которые возникают главным образом из-за нелинейной характери-

ки намагничивания силовых трансформаторов и ДГР. Активную слагающую тока часто определяют через емкостный ток и *коэффициент успокоения сети*.

*Коэффициентом успокоения сети* называется отношение активной проводимости сети к емкостной и определяется по выражению

$$d = \frac{1}{3\omega CR}. \quad (6.24)$$

Коэффициент успокоения в воздушных линиях с нормальным состоянием изоляции составляет 3–5%, в кабельных сетях 2–4%. При наличии загрязненных изоляторов ВЛ или кабелей с состарившейся изоляцией коэффициент успокоения может достигать 10%. Коэффициент успокоения сети с компенсированной нейтралью несколько выше, чем в сети с незаземленной нейтралью, поскольку помимо активных потерь утечек имеют место потери в самих ДГР.

Пользуясь понятиями расстройки компенсации и коэффициента успокоения, определим выражение для тока в месте замыкания на землю:

$$I_3 = I_C \cdot \sqrt{v^2 + d^2}. \quad (6.25)$$

При резонансе ток ОЗЗ  $I_3$  имеет минимальное значение

$$I_3 = d \cdot I_C. \quad (6.26)$$

Включение ДГР с настройкой, близкой к идеальной резонансной, облегчает гашение дуги и предупреждает повторные зажигания дуги. Напряжение  $U_\phi$  или ЭДС  $E_A$  замкнувшейся фазы уравнивается падением напряжения на ДГР. Если ток обрывается (рис. 6.12), то индуктивность ДГР оказывается последовательно соединенной с емкостью сети. Этот контур всегда обладает некоторым запасом энергии либо в виде электрической энергии заряженных емкостей, либо в виде магнитной энергии индуктивности, причем обмен энергии между ДГР и емкостью сети совершается колебательно с частотой  $\omega_0$ .

При резонансной настройке частота колебательного контура равна рабочей частоте сети, и при отсутствии потерь энергии наложение свободных колебаний на напряжение источника приводило бы напряжение поврежденного провода к нулевому значению. Но поскольку в контуре есть потери, свободный переходный процесс (от обрыва тока к нормальному установившемуся режиму) постепенно затухает. Затухание свободных колебаний определяется *коэффициентом затухания*

$$\delta = -\frac{1}{2R \cdot 3C} = -\frac{\omega \cdot d}{2} \quad (6.27)$$

или обратной значению – *постоянной времени*  $1/\delta$ .

С такой же постоянной времени  $1/\delta$  путем нарастающих колебаний (коэффициент нарастания  $\omega \cdot d/2$ ) напряжение на поврежденной фазе приближается к нормальному фазовому значению (рис. 6.13).

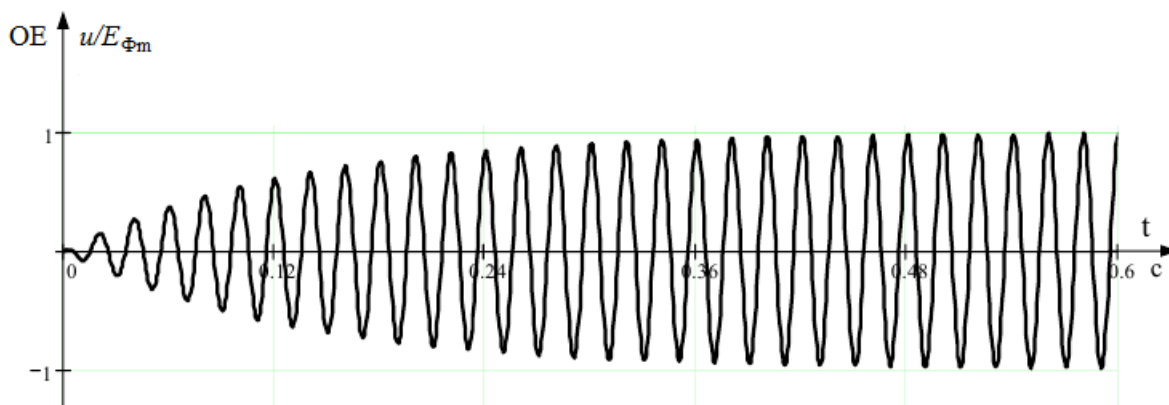


Рисунок 6.13 – Восстанавливающееся напряжение на поврежденной фазе после гашения дуги при  $\nu = 0$ ;  $d = 0,05$  (ДГР настроен в резонанс)

При неидеальной настройке частота колебательного контура  $\omega_0$  отличается от частоты питающей сети. Колебания разных частот приобретают характер биений (рис. 6.14) с частотой, равной разности частот

$$\omega - \omega_0 = \frac{\omega \nu}{2}. \quad (6.28)$$



Рисунок 6.14 – Восстанавливающееся напряжение на поврежденной фазе после гашения дуги при  $\nu = 0,2$ ;  $d = 0$  (недокомпенсация ДГР)

Активные потери и расстройка компенсации существенно влияют на скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе. При определении скорости восстановления напряжения следует иметь в виду, что вектор напряжения на контуре вращается относительно вектора напряжения фазы (вектора ЭДС) со скольжением (отставанием)  $\omega \nu/2$  и в то же время уменьшается с коэффициентом затухания  $\omega d/2$ . Следовательно, в единицу времени несоответствие по фазе между векторами напряжения на контуре



и ЭДС составляет угол  $\omega v/2$ , чему отвечает разность напряжений  $\omega v U_\phi/2$ , и затухание  $U_N$  будет равно  $\omega d U_\phi/2$ . Геометрически складывая эти изменения, получается скорость роста напряжения на поврежденной фазе, которая пропорциональна наклону огибающей биений (рис. 6.15)

$$\Delta V_U = U_\phi \frac{\sqrt{(\omega v)^2 + (\omega d)^2}}{2} = \omega U_\phi \frac{\sqrt{v^2 + d^2}}{2}. \quad (6.29)$$

Или с учетом (6.25) скорость роста напряжения на поврежденной фазе определяется как

$$\Delta V_U = \omega U_\phi \frac{I_3}{2 I_C} \quad (6.30)$$

и время подъема напряжения  $\tau$  до номинального значения можно вычислить по выражению

$$\tau = \frac{2 I_C}{\omega I_3} = \frac{2}{\omega \sqrt{v^2 + d^2}}. \quad (6.31)$$

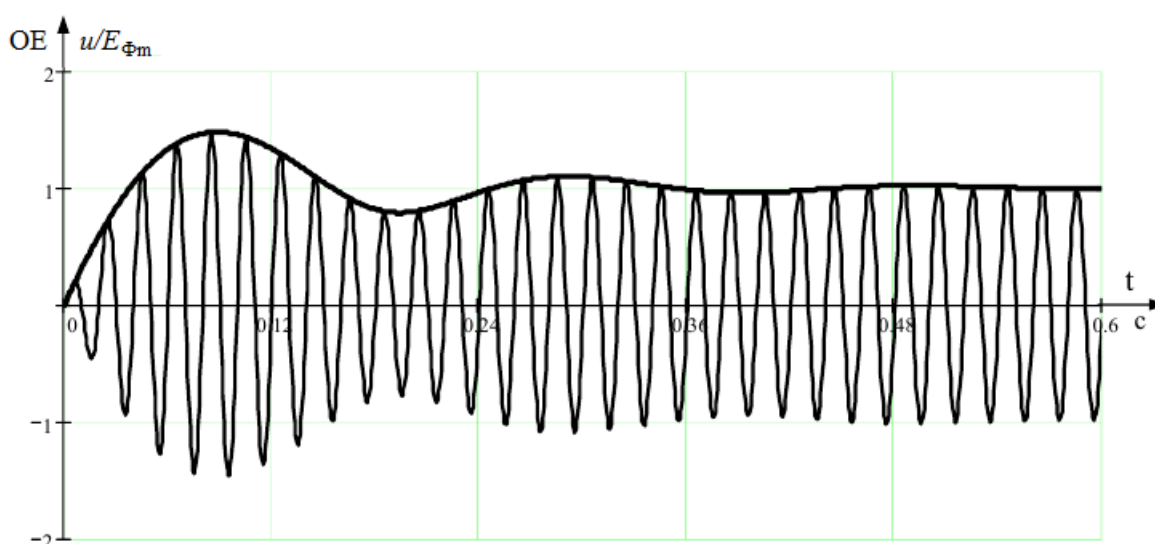


Рисунок 6.15 – Восстанавливающееся напряжение на поврежденной фазе после гашения дуги при  $v = 0,2$ ;  $d = 0,05$  (недокомпенсация ДГР)

Например, при резонансной настройке и коэффициенте успокоения сети  $d = 0,05$  время  $\tau$  будет составлять около 0,13 секунды.

При изменении настройки в диапазоне  $\pm 5\%$  время  $\tau$  практически мало отличается от значения, отвечающего резонансной настройке.

Время восстановления напряжения должно быть больше времени, необходимого для деионизации дуги в целях предупреждения повторного зажигания ее. Для открытых дуг в воздухе это время приблизительно равно 0,1 секунды. Деионизация закрытых дуг, горящих в слое кабельной изоляции или щели дефектного фарфорового изолятора, совершается быстрее. Как показано выше, время  $\tau$  зависит от остаточного тока и очень большие расстройки компенсации снижают вероятность гашения дуги.

Таким образом, с точки зрения гашения дуги всегда желательна резонансная настройка, поскольку в этом случае получаются наиболее благо-

приятные условия гашения: ток замыкания минимален, напряжение на поврежденной фазе восстанавливается медленно и маловероятно, что произойдет повторный пробой. После обрыва тока высокочастотных колебаний в сети с незаземленной нейтралью через полупериод промышленной частоты на поврежденной фазе напряжение может значительно превысить фазное, а при наличии настроенной катушки фазное напряжение возвращается через несколько полупериодов, и к этому времени электрическая прочность полностью восстанавливается. Но даже если повреждение изоляции устойчивое, например при разрушении изолятора, и могла бы возникнуть перемежающаяся дуга, то и тогда перенапряжений на фазах практически не возникает по следующим причинам:

1) повторно дуга может загореться лишь спустя полупериод биений, но к этому времени заряды на проводах, оставшиеся после первого обрыва тока и обуславливающие повышенный потенциал неповрежденных фаз относительно земли, успеют стечь в землю;

2) амплитуда высокочастотных колебаний окажется незначительной и кратность перенапряжения будет небольшой.

3) чем ближе настройка к резонансной, тем меньше возможные предельные кратности перенапряжений, и только при большой расстройке перенапряжения дугового замыкания могут быть такими же, как в сетях с изолированной нейтралью.

При неучете активных проводимостей  $G$  в схеме замещения (рис. 6.11) для оценочных расчетов можно записать выражение для определения напряжения (потенциала) нейтрали

$$U_N = -E \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C - 1/(\omega^2 L)}. \quad (6.32)$$

При резонансной настройке ДГР  $U_N \rightarrow \infty$ , т.к. знаменатель в условиях принятых допущений стремится к нулю. В реальных условиях с учетом активных проводимостей потенциал нейтрали имеет высокое, но конечное значение.

Следовательно, улучшая настройку ДГР, обеспечиваются условия гашения дуги и предупреждается вероятность возникновения значительных дуговых перенапряжений. Если в сети с изолированной нейтралью верхний предел дуговых перенапряжений составляет  $(3-3,2)U_{\phi}$ , то в компенсированной сети при расстройках до 5% (даже в случае сочетания самых благоприятных для развития перенапряжений факторов) значения перенапряжений не превышает  $(2,5-2,75)U_{\phi}$ .

Обычно наблюдаемые в сетях с компенсацией емкостного тока перенапряжения меньше  $(2,5-2,75)U_{\phi}$  и при расстройках до 10%. Это объясняется малой вероятностью того, что повторные зажигания дуги происходят непременно в момент, когда напряжение на поврежденной фазе имеет наибольшее значение, а устанавливающееся напряжение на одной из неповрежденных фаз близко к амплитудному линейному значению. Статистика повреждений показывает, что вероятность перенапряжений порядка  $3U_{\phi}$  не более нескольких десятых долей процента.

В соответствии с типовой инструкцией по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на  $\pm 10\%$ , рекомендуется применять дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется более чем на  $\pm 10\%$ , рекомендуется применять реакторы с плавным регулированием индуктивности, настраиваемые вручную или автоматически.

Автоматическая настройка компенсации рекомендуется в сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю более 10 А и в сетях 6–10 кВ при емкостном токе более 50 А.

Дугогасящие реакторы должны быть настроены на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки – 5 %.

Если установленные в сетях 6–10 кВ дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с индуктивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А.

В сетях 35 кВ при емкостном токе менее 15 А допускается степень расстройки не более 10 %.

В воздушных сетях 6–10 кВ с емкостным током замыкания на землю менее 10 А степень расстройки не нормируется.

Настройка с недокомпенсацией допускается только при недостаточной мощности дугогасящего реактора и при условии, что любые аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети (обрыв проводов, растяжка жил кабеля) не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70 % фазного напряжения. При недокомпенсации расстройка не должна превышать 5 %.

В сетях с компенсацией емкостного тока степень несимметрии фазных напряжений не должна превышать 0,75 % фазного напряжения, а напряжение смещения нейтрали 15 % фазного напряжения.

\* \* \*

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, обладают рядом достоинств:

- 1) возможностью работы сети при 033 до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента;
- 2) уменьшением тока в месте повреждения (при резонансной настройке ДГР остаточный ток содержит только некомпенсируемые активную составляющую и высшие гармоники);
- 3) значительным снижением скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после обрыва дуги тока 033;

4) высокой вероятностью (см. пп. 2 и 3) самогашения дуги и ликвидации большей части ОЗЗ (при ограниченных значениях остаточного тока в месте повреждения);

5) практически исключаемой возможностью возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ;

6) уменьшением кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью;

7) безопасностью длительного воздействия перенапряжений в установившемся и переходном режимах ОЗЗ для элементов с нормальной изоляцией;

8) снижением возможности возникновения феррорезонансных процессов в сети;

9) уменьшением влияния дуговых ОЗЗ на линии связи.

Между тем, наряду с очевидными преимуществами отмечается и ряд недостатков:

1) необходимость дополнительных затрат на заземление нейтрали через ДГР и на устройства для автоматического управления настройкой компенсации;

2) трудности с решением проблемы защиты и селективной сигнализации ОЗЗ;

3) возможность возникновения прерывистых дуговых ОЗЗ, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до  $2,5U_{\phi}$ ;

4) увеличение вероятности возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ и максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах при расстройках компенсации;

5) возможность (см. пп. 3 и 4) вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией;

6) невозможность компенсации без использования специальных устройств в месте повреждения активной составляющей и высших гармоник;

7) увеличение (см. п. 6) остаточного тока в месте повреждения с ростом суммарного емкостного тока сети ОЗЗ;

8) ограничения (см. п. 7) на развитие сети.

Таким образом, основной причиной недостаточной эффективности режима заземления нейтрали сетей, работающих с компенсацией емкостного тока ОЗЗ, как правило, является отсутствие общего подхода к решению возникающих при ее применении проблем или ее применение в условиях, при которых она заведомо не может дать ожидаемого эффекта. Поэтому в настоящее время до 20 % распределительных сетей применяют режим резонансного заземления нейтрали.

## **6.5. Распределительные сети с резистивным заземлением нейтрали**

Режим работы с заземлением нейтрали сети через резистор используется в России очень редко – только в некоторых сетях собственных нужд блочных электростанций и сетях газоперекачивающих компрессорных станций, в то же время, – это наиболее широко применяемый способ заземления нейтрали в мировой практике.

В сетях собственных нужд электростанций длительное существование перемежающихся однофазных замыканий на землю представляет собой значительную опасность для основной изоляции статорных обмоток электродвигателей. При этом возможны переходы в витковые, междофазные с землей и двойные замыкания на землю, результатом которых становятся значительные объемы повреждений. Поэтому быстрые отключения однофазных замыканий увеличивает продолжительность эксплуатации электродвигателей.

Режим изолированной нейтрали имеет существенный недостаток, заключающийся в возможности появления значительных перенапряжений при повторных зажиганиях дуги. Причиной таких перенапряжений является остаточное напряжение нейтрали, обусловленное избыточными зарядами на емкостях фаз сети, которые не успевают стекать к очередному зажиганию дуги через естественные проводимости между фазами сети и землей. Поэтому одним из способов снижения перенапряжений является создание пути для стекания избыточных зарядов с помощью заземления нейтрали сети через резистор с таким сопротивлением, при котором практически полное стекание избыточных зарядов обеспечивается к моменту возможного повторного зажигания дуги, то есть за половину периода промышленной частоты.

Заземление нейтрали через *активное сопротивление* принято называть *резистивным заземлением нейтрали*.

Основная область применения резистивного заземления нейтрали – сети со сравнительно небольшими емкостными токами, при которых по существующим нормам еще не рекомендуется установка дугогасящих реакторов. Наиболее распространенным видом таких объектов являются электрические сети:

- напряжением 6 кВ собственных нужд электростанций;
- питающие компрессоры газоперекачивающих станций;
- передвижных механизмов открытых горных разработок;
- воздушных распределительных линий напряжением 6–35 кВ.

Заземляющий резистор (рис. 6.16), также как и дугогасящий реактор, может подключаться к нейтрали специального силового трансформатора, показанного на рис. 6.17 (трансформатора  $T_2$  – собственных нужд подстанции или специально установленного заземляющего трансформатора), с соединением обмоток  $Y_0/\Delta$ .

Если при резистивном заземлении нейтрали ток остается на таком уровне, что возможна длительная работа сети при однофазном замыкании, то такой режим принято условно называть *высокоомным резистивным заземлением*.

Если же увеличение тока таково, что длительная работа сети при замыкании на землю недопустима, то режим условно называют *низкоомным резистивным заземлением*.

Следует отметить, что при резистивном заземлении, создающим активную составляющую тока в несколько десятков ампер и условно называемым низкоомным, эквивалентное сопротивление нулевой последовательности намного больше сопротивлений прямой и обратной последовательностей. Поэтому при резистивном заземлении, также как в сети с изолированной нейтралью и в сети с компенсацией емкостного тока, при замыкании на землю практически не происходит искажения линейных напряжений.



Рисунок 6.16 – Заземляющий резистивный модуль

**Высокоомное резистивное заземление.** Теоретические исследования и опыт эксплуатации показывают, что уменьшить значение дуговых перенапряжений и число замыканий на землю без значительного искусственного увеличения тока замыкания на землю, сохранив тем самым возможность работы сети без автоматического отключения однофазных повреждений, можно за счет включения в нейтраль сети высокоомного резистора.

Высокоомный резистор  $R_N$  в нейтрали системы, как правило, в нейтрали специального вспомогательного трансформатора мощностью не менее

$$S_T = \frac{U_{ном}^2}{3R_N}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (6.33)$$

обеспечивает стекание заряда нулевой последовательности за время  $t$  между ближайшими замыканиями (при напряжении пробоя  $U_{np} > U_{ф\max}$ ), составляющее полупериод промышленной частоты ( $T/2 = 0,01$  сек). Таким образом, имея выражение для постоянной времени  $T = R_N \cdot 3C$  и полагая практически полное стекание заряда за время  $t = 3 \cdot T = 0,01$  сек, получаем выражение для сопротивления, устанавливаемого в нейтрали

$$R_N = \frac{1}{900C}. \quad (6.34)$$

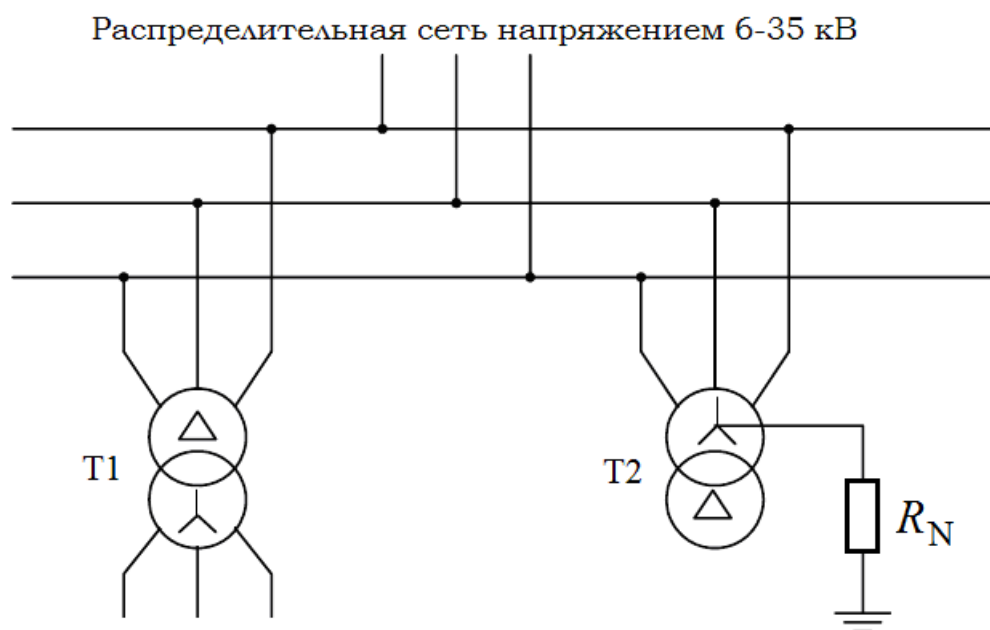


Рисунок 6.17 – Схема распределительной сети  
с резистивным заземлением нейтрали

Резистор  $R_N$ , выбранный из этого условия, создает в месте повреждения активную составляющую тока, равную емкостной. Действительно, емкостный ток замыкания равен

$$I_C = 3\omega C U_\phi,$$

а ток резистора  $I_{R_N} = U_\phi / R_N$ . Из Условия  $I_C = I_{R_N}$  получаем:

$$R_N = \frac{U_\phi}{U_C} = \frac{1}{3\omega C} = \frac{1}{3 \cdot 314 C} \approx \frac{1}{900 C},$$

что практически совпадает с выражением (6.34).

При чисто емкостной цепи замыкания на землю резистор, выбранный таким способом, увеличивает ток замыкания в  $\sqrt{2}$  раз.

Важной особенностью применения высокоомного резистивного заземления нейтрали является то, что при снижении емкости сети постоянная времени стекания заряда нулевой последовательности через выбранный резистор уменьшится, и, следовательно, стекание заряда будет происходить еще быстрее.

В случае возникновения неравенства емкостей или проводимостей фаз относительно земли в нейтрали сети (рис. 6.18) появляется напряжение

$$\dot{U}_N = -\dot{E}_\phi \frac{j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C)}{1/R_N + j\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (6.35)$$

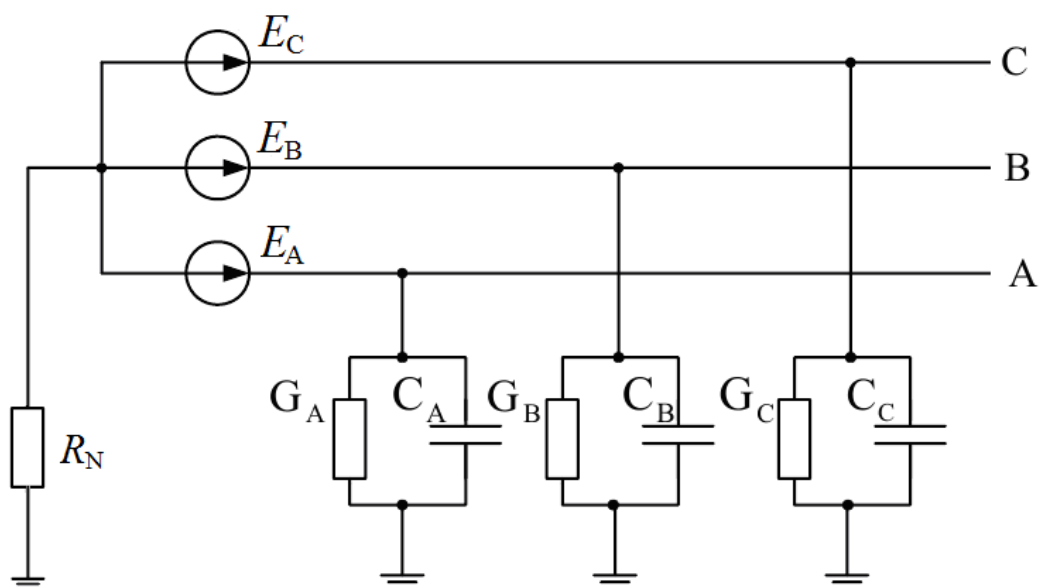


Рисунок 6.18 – Схема замещения сети с резистивным заземлением нейтрали

Модуль напряжения смещения нейтрали в этом случае будет меньше соответствующего напряжения для сети с изолированной нейтралью (6.6), так как модуль знаменателя в последнем случае будет немного меньше. Сравнение формул (6.35) и (6.32) также показывает, что рассматриваемый способ заземления нейтрали приводит к значительному снижению напряжения нейтрали по сравнению с компенсированной нейтралью. При таком заземлении нейтрали исключаются резонансные явления, что выгодно отличает резистивный вид заземления нейтрали от резонансного заземления с помощью ДГР.

При замыкании фазы на землю через место замыкания кроме емкостной и активной составляющих тока замыкания, вызванных проводимостями фаз, протекает активная составляющая тока, являющаяся следствием включения в нейтраль сети сопротивления  $R_N$  (рис. 6.18). В этом случае остаточный ток  $I_{ocm}$  будет больше тока замыкания  $I_3$  в сети с изолированной нейтралью

$$I_{ocm} = I_C \cdot \sqrt{I_{C\Sigma}^2 + (I_{3G} + I_{R_N})^2}. \quad (6.36)$$

Это обстоятельство и определяет область применения такого режима нейтрали – сети с малыми токами замыкания на землю.

К основным достоинствам высококоомного резистивного заземления следует отнести:

- 1) возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по безаварийному отключению поврежденного элемента (при ограниченных значениях тока замыкания в месте повреждения);
- 2) возможность самогашения дуги и самоликвидации части ОЗЗ (при ограниченных значениях тока ОЗЗ в месте повреждения);
- 3) практически исключаящуюся возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ;



4) уменьшение кратности перенапряжений на неповрежденных фазах по сравнению с изолированной нейтралью (до значений  $2,5U_{\phi}$  при первом пробое изоляции или дуговых прерывистых 033);

5) безопасность длительного воздействия перенапряжений в переходных режимах 033 для элементов с нормальной изоляцией;

6) практически исключаящуюся возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети;

7) простое решение проблемы защиты и сигнализации устойчивых 033.

При этом следует отметить и ряд ограничений, препятствующих использованию высокоомного резистивного заземления нейтрали:

1) дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор;

2) увеличение силы тока в месте повреждения;

3) возможность возникновения прерывистых дуговых 033, сопровождающихся перенапряжениями на неповрежденных фазах до  $2,5U_{\phi}$ ;

4) возможность вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией (см. п. 3);

5) ограничения на развитие сети по значению  $I_{C\Sigma}$ ;

6) утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения по сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока 033;

7) большую мощность заземляющего резистора в десятки киловатт и проблемы с обеспечением его термической устойчивости при устойчивых однофазных замыканиях на землю.

\* \* \*

**Низкоомное резистивное заземление.** При низкоомном заземлении нейтрали через резистор минимальное значение тока 033 в месте повреждения ограничивается двумя условиями:

1) обеспечение устойчивости функционирования простых токовых релейных защит нулевой последовательности от 033 во всех режимах работы сети;

2) полное исключение возможности возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся 033.

В зависимости от параметров электрической сети условия устойчивости функционирования токовых защит нулевой последовательности обеспечиваются при значениях тока 033 от десятков до сотен ампер. Для исключения возможности возникновения дуговых перемежающихся 033 минимальное значение тока замыкания должно быть *не менее* 100 А. При указанных значениях тока 033 защита от этого вида повреждений должна действовать только на отключение.

Максимально допустимое значение тока 033 ограничивается условием недопущения серьезных повреждений элементов сети за время действия релейной защиты.

Преимуществами низкоомного способа заземления нейтрали сети являются:

- 1) практически исключая возможность дальнейшего развития повреждения, например переход ОЗЗ в двойное замыкание на землю или междуфазное КЗ при быстром отключении поврежденного элемента;
- 2) простое решение проблемы защиты от ОЗЗ;
- 3) полностью исключая возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ (при достаточном для их подавления значении накладываемого активного тока);
- 4) уменьшение длительности воздействия на изоляцию элементов сети перенапряжений на неповрежденных фазах в переходных режимах ОЗЗ;
- 5) исключая возможность возникновения феррорезонансных процессов в сети;
- 6) снижение вероятности поражения людей или животных током ОЗЗ в месте повреждения.

Основной проблемой низкоомного заземления нейтрали является возможность существенного увеличения числа отключений элементов сети из-за переходов кратковременных самоустраняющихся (при других режимах заземления нейтрали) пробоев изоляции в устойчивые повреждения. Кроме того, присутствуют и другие недостатки:

- 1) требуются дополнительные затраты на заземление нейтрали сети через резистор;
- 2) невозможность продолжительной работы сети в режиме ОЗЗ;
- 3) увеличение числа отключений оборудования и линий из-за переходов кратковременных самоустраняющихся (при других режимах заземления нейтрали) пробоев изоляции в полные (завершенные) пробой;
- 4) из-за увеличения тока ОЗЗ возможность увеличения в некоторых случаях объема повреждения оборудования;
- 5) возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ при недостаточно больших значениях накладываемого активного тока;
- 6) возможность вторичных пробоев в точках с ослабленной изоляцией за счет перенапряжений на неповрежденных фазах (при первом пробое изоляции до  $2,5U_{\phi}$ ), до отключения защитой поврежденного элемента;
- 7) необходимое увеличение числа отключений выключателей для элементов сети.

С учетом перечисленных недостатков, низкоомное заземление нейтрали целесообразно применять только в тех сетях, где допустимо (с учетом условий электрического и технологического резервирования, степени автоматизации распределительных сетей, систем электроснабжения, технологических процессов) быстрое отключение поврежденного элемента электрической сети в случае возникновения ОЗЗ.

\* \* \*

### **Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования**

1. Какие режимы нейтрали разрешены к применению в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ?
2. При каком виде замыкания в сети напряжением 6–35 кВ разрешена возможность определенного продолжительного времени работы без отключения повреждения?
3. Что называется однофазным замыканием на землю?

4. К какой категории состояния аварийности относится режим замыкания на землю?
5. Каковы последствия однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью?
6. Почему при замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью электроустановки могут оставаться некоторое время включенными в работу?
7. Почему сети с изолированной нейтралью называются сетями с малыми токами замыкания на землю? В чем их преимущества и недостатки?
8. Каковы особенности однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью?
9. Какие факторы влияют на значение емкости каждой фазы?
10. Чем отличаются системы емкостных токов и напряжений в режимах нормальной работы сети и однофазного замыкания на землю?
11. Что характеризуют коэффициенты *емкостной несимметрии* и *несимметрии активных проводимостей* фаз сети?
12. Как называется *модуль напряжения нейтрали*?
13. Какие пределы установлены для напряжения смещения нейтрали при отсутствии в сети замыкания на землю?
14. Чему равно напряжение нейтрали при металлическом замыкании фазы на землю?
15. Чему равны при металлическом замыкании фазы на землю напряжение поврежденной фазы сети относительно земли и потенциал неповрежденных фаз?
16. Как изменяется напряжение нейтрали в зависимости от изменения сопротивления в месте замыкания фазы на землю?
17. Что приводит к значительным перенапряжениям в сети 6–35 кВ при замыкании фазы на землю?
18. Какое предположение является общим для всех теорий возникновения перенапряжений?
19. Каковы особенности переходных процессов однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью?
20. В каких случаях осуществляется компенсация емкостного тока замыкания на землю?
21. Какие технические средства используются для компенсации емкостных токов замыкания на землю?
22. В каких случаях рекомендуется применять два заземляющих дугогасящих реактора?
23. Каковы преимущества и недостатки распределительных сетей напряжением 6–35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор?
24. Каковы преимущества и недостатки распределительных сетей напряжением 6–35 кВ с нейтралью, имеющей высококоомное и низкоомное резистивное заземление?
25. В каких сетях напряжением 6–35 кВ целесообразно применять *низкоомное* заземление нейтрали?

## **Глава 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ**

### **7.1. Особенности методики расчета**

Излагаемая ниже методика основана на действующем стандарте [5], который распространяется на трехфазные электроустановки напряжением до 1 кВ промышленной частоты, присоединенные к энергосистеме или к автономным источникам электроэнергии и устанавливает общую методику расчета токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в начальный и произвольный момент времени с учетом параметров синхронных и асинхронных машин, трансформаторов, реакторов, кабельных и воздушных линий, шинопроводов и узлов комплексной нагрузки.

Величины, подлежащие расчету, и допускаемая погрешность их расчета зависят от целей: выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, выбора коммутационных аппаратов, уставок защиты и заземляющих устройств и др.

Многие положения рассмотренных ранее методов расчета тока короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1 кВ справедливы и для предлагаемых расчетов, однако имеется ряд специфических особенностей, на которые следует обратить особое внимание.

1. Допускаются упрощенные методы расчетов токов короткого замыкания, если их погрешность не превышает 10 %.

2. Расчету для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания подлежат следующие параметры:

- 1) начальное значение периодической составляющей тока КЗ;
- 2) апериодическая составляющая тока короткого замыкания;
- 3) ударный ток короткого замыкания;
- 4) действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи.

3. При необходимости расчету подлежат максимальное и минимальное значения периодической составляющей тока в месте КЗ в начальный и произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи. Для целей выбора заземляющих устройств расчету подлежит значение тока однофазного КЗ.

4. При расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать параметры схемы:

- 1) индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;
- 2) активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;
- 4) значения электрических параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

5. При расчетах токов КЗ рекомендуется учитывать:

- 1) сопротивление электрической дуги в месте короткого замыкания;
- 2) изменение активного сопротивления проводников короткозамкнутой цепи вследствие их нагрева при коротком замыкании;

3) влияние комплексной нагрузки (электродвигатели, преобразователи, термические установки, лампы накаливания) на ток КЗ, если номинальный ток электродвигателей нагрузки превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета нагрузки.

6. При расчетах токов КЗ допускается:

1) максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

2) не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

3) не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

4) принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 37; 24; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ;

5) не учитывать влияния асинхронных электродвигателей, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей.

7. Токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах (МОм).

8. При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление системы. Значение этого сопротивления  $X_c$ , МОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3}I_{\text{к.ВН}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{S_{\text{к}}} 10^{-3}, \quad (7.1)$$

где  $U_{\text{ср.НН}}$  – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;  $U_{\text{ср.ВН}}$  – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В;  $I_{\text{к.ВН}} = I_{\text{н0ВН}}$  – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА;  $S_{\text{к}}$  – условная мощность короткого замыкания у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВ·А.

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы в миллиомах допускается рассчитывать по формуле

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{откл.ном}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}}, \quad (7.2)$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

В случаях, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию, (длиной более 1 км), необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

9. При расчете токов КЗ в электроустановках с автономными источниками электроэнергии необходимо учитывать значения параметров всех элементов автономной электрической системы, включая автономные источники (синхронные генераторы), распределительную сеть и потребители.

## 7.2. Расчет сопротивлений элементов электроустановки

**Активное и индуктивное сопротивления силовых трансформаторов.** Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающих трансформаторов ( $R_T, X_T$ ) в миллиомах, приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитывают по формулам:

$$R_T = \frac{P_{\text{к.ном}} U_{\text{ННном}}^2}{S_{\text{Т.ном}}^2} 10^6; \quad (7.3)$$

$$X_T = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - \left( \frac{100 P_{\text{к.ном}}}{S_{\text{Т.ном}}} \right)^2} \frac{U_{\text{ННном}}^2}{S_{\text{Т.ном}}} 10^4, \quad (7.4)$$

где  $S_{\text{Т.ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;  $P_{\text{к.ном}}$  – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;  $U_{\text{ННном}}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;  $u_{\text{к}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме  $\Delta/Y_0$ , при расчете КЗ в сети низшего напряжения следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей.

**Активное и индуктивное сопротивления реакторов.** Активное сопротивление токоограничивающих реакторов ( $R_{1p} = R_{2p} = R_{0p}$ ) в миллиомах рассчитывают по формуле

$$R_p = \frac{\Delta P_{\text{р.ном}}}{I_{\text{р.ном}}^2} 10^3, \quad (7.5)$$

где  $\Delta P_{\text{р.ном}}$  – потери активной мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт;  $I_{\text{р.ном}}^2$  – номинальный ток реактора, А.

Индуктивное сопротивление реакторов ( $X_{1p} = X_{2p} = X_{0p}$ ) в миллиомах принимают, как указано изготовителем или рассчитывают по формуле

$$X_p = \omega_c(L - M) \cdot 10^3, \quad (7.6)$$

где  $\omega_c = 2\pi f$  – угловая частота напряжения сети, рад/с;  $L$  – индуктивность катушки реактора, Гн;  $M$  – взаимная индуктивность между фазами реактора, Гн.

**Активное  $R_{ш}$  и индуктивное  $X_{ш}$  сопротивления шинопроводов.**

При определении активного и индуктивного сопротивлений прямой и нулевой последовательностей шинопроводов следует использовать данные предприятия-изготовителя (табл. 7.1), эксперимента или применять расчетный метод.

Таблица 7.1

Параметры комплектных шинопроводов

Тип шинопровода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление фазы, мОм/м		Сопротивление нулевого проводника, мОм/м	
			$R_{ш1}$	$X_{ш1}$	$R_{нп}$	$X_{нп}$
ШМА4-1250	0,38/0,66	1250	0,034	0,016	0,054	0,053
ШМА4-1650	0,38/0,66	1600	0,030	0,014	0,037	0,042
ШМА4-3200	0,38/0,66	3200	0,010	0,005	0,064	0,035
ШМА68П	0,38/0,66	2500	0,020	0,020	0,070	0,046
ШМА68П	0,38/0,66	4000	0,013	0,015	0,070	0,045
ШРА73	0,38	250	0,210	0,210	0,120	0,210
ШРА73	0,38	400	0,150	0,170	0,162	0,164
ШРА73	0,38	630	0,1	0,13	0,162	0,164

**Активное  $R_{кл}$  и индуктивное  $X_{кл}$  сопротивление кабелей.** Значения параметров прямой (обратной) и нулевой последовательности кабелей, применяемых в электроустановках до 1 кВ, принимают, как указано изготовителем (табл. 7.2, 7.3).

Таблица 7.2

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление трехжильного кабеля в алюминиевой оболочке, мОм/м			
	$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$R_0$	$X_0$
3×4	9,61	0,092	10,95	0,579
3×6	6,41	0,087	7,69	0,523
3×10	3,84	0,082	5,04	0,461
3×16	2,4	0,078	3,52	0,406
3×25	1,54	0,062	2,63	0,359
3×35	1,1	0,061	2,07	0,298
3×50	0,769	0,06	1,64	0,257
3×70	0,549	0,059	1,31	0,211
3×95	0,405	0,057	1,06	0,174
3×120	0,32	0,057	0,92	0,157
3×150	0,256	0,056	0,78	0,135
3×185	0,208	0,056	0,66	0,122
3×240	0,16	0,055	0,553	0,107

При определении минимального значения тока КЗ рекомендуется учитывать увеличение активного сопротивления кабеля к моменту отключения цепи вследствие нагревания кабеля током КЗ. Значение активного сопротивления кабеля в миллиомах с учетом нагрева его током КЗ ( $R_{KL\vartheta}$ ) рассчитывают по формуле

$$R_{KL\vartheta} = C_{\vartheta} \cdot R_{\vartheta_0}, \quad (7.7)$$

где  $C_{\vartheta}$  – коэффициент, учитывающий увеличение активного сопротивления кабеля. При приближенных расчетах значение коэффициента  $C_{\vartheta}$  допускается принимать равным 1,5;  $R_{\vartheta_0}$  – активное сопротивление кабеля при температуре  $\vartheta_0$ , равный плюс 20 °С, мОм.

Таблица 7.3

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке				
Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление трехжильного кабеля в непроводящей оболочке, мОм/м			
	$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$R_0$	$X_0$
3×4	9,61	0,092	11,7	2,31
3×6	6,41	0,087	8,51	2,274
3×10	3,84	0,082	5,94	2,24
3×16	2,4	0,078	4,5	2,2
3×25	1,54	0,062	3,64	2,17
3×35	1,1	0,061	3,3	2,14
3×50	0,769	0,06	2,869	2,08
3×70	0,549	0,059	2,649	2,07
3×95	0,405	0,057	2,505	2,05
3×120	0,32	0,057	2,42	2,03
3×150	0,256	0,056	2,36	2,0

**Активное и индуктивное сопротивления воздушных линий и проводов.** Активное сопротивление прямой последовательности одной фазы проводника  $R_{BL}$  в миллиомах рассчитывают по формуле

$$R_{BL} = C_{\vartheta} \cdot K_C \cdot K_{ПЭ} \cdot \rho_{\vartheta_{норм}} \cdot \frac{l}{s} 10^3, \quad (7.8)$$

где  $C_{\vartheta}$  – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления с повышением температуры. В качестве расчетной температуры нагрева для проводов с резиновой и пластмассовой изоляцией принимают  $\vartheta = 65$  °С;  $K_C = 1,02$  – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления многопроволочных жил проводов и кабелей вследствие скрутки. Для однопроволочных проводов  $K_C = 1,0$ ;  $K_{ПЭ}$  – коэффициент поверхностного эффекта при переменном токе. Для медных и алюминиевых проводов коэффициент принимают равным единице;  $\rho_{\vartheta_{норм}}$  – удельное сопротивление провода при  $\vartheta = 20$  °С. Для медных проводов  $\rho_{\vartheta_{норм}} = 0,0178$  Ом·мм<sup>2</sup>/м, для алюминиевых проводов  $\rho_{\vartheta_{норм}} = 0,02994$  Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $s$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>;  $l$  – длина проводника, м.



Индуктивное сопротивление прямой последовательности ( $X_{BL}$ ) одной фазы провода круглого сечения в миллиомах на метр рассчитывают по формуле

$$X_{BL} = 0,145 \lg \frac{a}{R_{II}}, \quad (7.9)$$

где  $a$  – расстояние между проводниками, м;  $R_{II}$  – радиус проводника, м.

Если фазный и нулевой проводники выполнены из круглых проводов одинакового сечения и проложены параллельно, то индуктивное сопротивление цепи фаза – нуль ( $X_{\phi-n}$ ) в миллиомах на метр рассчитывают по формуле

$$X_{\phi-n} = 0,291 \lg \frac{a}{R_{II}}. \quad (7.10)$$

При прямоугольной форме сечения нулевого проводника сопротивления цепи фаза – нуль определяют по сечению фазного проводника.

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушных линий, имеющих нулевой провод с повторным заземлением, зависят от числа заземлений и коэффициента сезонности.

При определении активного и индуктивного сопротивлений петли фазный провод – нулевой провод ( $R_{\phi-n}$ ,  $X_{\phi-n}$ ) используют соответственно формулы (7.8) и (7.10) или расчетные данные, приведенные в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Значения сопротивления петли «фазный провод – нулевой провод»  
без учета заземляющих устройств

Сечение фазного провода, мм <sup>2</sup>	Активное (в числителе) и индуктивное (в знаменателе) сопротивления петли, мОм, при сечении нулевого провода, мм <sup>2</sup>				
	16	25	35	50	70
16	$\frac{3,68}{0,68}$	-	-	-	-
25	$\frac{2,98}{0,67}$	$\frac{2,28}{0,66}$	-	-	-
35	-	$\frac{1,99}{0,65}$	$\frac{1,70}{0,64}$	-	-
50	-	$\frac{1,73}{0,64}$	$\frac{1,44}{0,63}$	$\frac{1,18}{0,62}$	-
70	-	-	$\frac{1,27}{0,62}$	$\frac{1,01}{0,61}$	$\frac{0,84}{0,60}$

#### **Активные сопротивления контактов и контактных соединений.**

Переходное сопротивление электрических контактов  $R_K$  любого вида следует определять на основании данных экспериментов или с использованием расчетных методик.

Значения переходных сопротивлений контактных соединений кабелей, разъёмных контактов коммутационных аппаратов и шинопроводов в миллиомах приведены соответственно в табл. 7.5–7.7.

Таблица 7.5

Сопротивления контактных соединений кабелей

Сечение алюминиевого кабеля, мм <sup>2</sup>	16	25	35	50	70	95	120	150	240
Сопротивление, мОм	0,085	0,064	0,056	0,043	0,029	0,027	0,024	0,021	0,012

При приближенном учете сопротивлений контактов принимают:  
 $R_K = 0,1$  мОм – для контактных соединений кабелей;  $R_K = 0,01$  мОм – для шинопроводов;  $R_K = 1,0$  мОм – для коммутационных аппаратов.

Таблица 7.6

Сопротивления контактных соединений шинопроводов

Номинальный ток, А	250	400	630	1600	2500	4000
Серия шинопроводов	ШРА-73	ШРА-73	ШРА-73	ШМА-73	ШМА-68Н	ШМА-68Н
Сопротивление контактного соеди- нения, мОм	0,009	0,006	0,004	0,003	0,002	0,001

Таблица 7.7

Приближенные значения сопротивлений разъемных контактов  
коммутационных аппаратов напряжением до 1 кВ

Номинальный ток аппарата, А	Активное сопротивление, мОм, разъемных соединений		
	автоматического выключателя	рубильника	разъединителя
50	1,30	-	-
70	1,00	-	-
100	0,75	0,50	-
150	0,65	-	-
200	0,60	0,40	-
400	0,40	0,20	0,20
600	0,25	0,15	0,15
1000	0,12	0,08	0,08
3000	-	-	-

**Активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока.** При расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ следует учитывать как индуктивные, так и активные сопротивления первичных обмоток всех многовитковых измерительных трансформаторов тока, которые имеются в цепи КЗ. Значения активных и индуктивных сопротивлений нулевой последовательности принимают равными значениям сопротивлений прямой последовательности. Параметры некоторых многовитковых трансформаторов тока приведены в табл. 7.8. Активным и индуктивным сопротивлением одновитковых трансформаторов (на токи более 500 А) при расчетах токов КЗ можно пренебречь.

**Активные и индуктивные сопротивления катушек автоматических выключателей.** Расчеты токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ следует проводить с учетом индуктивных и активных сопротивлений катушек (расцепителей) максимального тока автоматических выключателей, принимая значения активных и индуктивных сопротивлений ну-

левой последовательности равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности. Значения сопротивлений катушек расцепителей и контактов некоторых автоматических выключателей приведены в табл. 7.9.

Таблица 7.8

Сопротивления  $X_{TA}$  и  $R_{TA}$  первичных обмоток  
многовитковых трансформаторов тока

Коэффициент трансформации трансформатора тока	Сопротивление первичной обмотки многовиткового трансформатора, мОм, класса точности			
	1		3	
	$X_{TA}$	$r_{TA}$	$X_{TA}$	$r_{TA}$
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Таблица 7.9

Сопротивления  $R_{KB}$  и  $X_{KB}$  катушек и контактов автоматических выключателей

Номинальный ток выключателя, А	Сопротивление катушки и контакта, мОм	
	$R_{KB}$	$X_{KB}$
50	7	4,5
70	3,5	2
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13
1000	0,25	0,1
1600	0,14	0,08
2500	0,13	0,07
4000	0,1	0,05

**Параметры автономных источников электроэнергии и синхронных электродвигателей.** При расчете начального значения периодической составляющей тока КЗ автономные источники, а также синхронные электродвигатели следует учитывать сверхпереходным сопротивлением по продольной оси ротора ( $X_d''$ ), а при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ – индуктивным сопротивлением для токов обратной последовательности  $X_2$  и активным сопротивлением обмотки статора  $R_{CD}$ . При приближенных расчетах принимают:

$$X_{*d(ном)}'' = 0,15; X_2 = X_d''; R_{CD} = 0,15X_d''. \quad (7.11)$$

**Параметры асинхронных электродвигателей.** При расчетах начального значения периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей последние следует вводить в схему замещения сверхпереходным индуктивным сопротивлением.

При приближенных расчетах принимают: сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного двигателя  $X_{*AD(ном)}'' = 0,18$ ; активное сопротивление статора асинхронного двигателя  $R_{*AD} = 0,36 \cdot X_{*AD(ном)}''$ .

При необходимости проведения уточненных расчетов следует также учитывать активное сопротивление статора.

Суммарное активное сопротивление, характеризующее асинхронный электродвигатель в начальный момент КЗ в миллиомах, допустимо рассчитывать по формуле

$$R_{AD} = R_1 + 0,96 \overset{\circ}{R}_2, \quad (7.12)$$

где  $R_1$  – активное сопротивление статора, мОм;  $\overset{\circ}{R}_2$  – активное сопротивление ротора, приведенное к статору, мОм. Это сопротивление допустимо определять по формуле

$$\overset{\circ}{R}_2 = \frac{0,36 M_{* \Pi} (P_{ном} + P_{мх})}{I_{* \Pi}^2 I_{ном}^2 (1 - s_{ном})} 10^6, \quad (7.13)$$

где  $M_{* \Pi}$  – кратность пускового момента электродвигателя по отношению к его номинальному моменту;  $P_{ном}$  – номинальная мощность электродвигателя, кВт;  $P_{мх}$  – механические потери в электродвигателе (включая добавочные потери), кВт;  $I_{* \Pi}$  – кратность пускового тока электродвигателя по отношению к его номинальному току;  $I_{ном}$  – номинальный ток электродвигателя, А;  $s_{ном}$  – номинальное скольжение, отн.ед.

Активное сопротивление статора электродвигателя, в миллиомах, если оно не задано изготовителем, допускается определять по формуле

$$R_1 = \frac{s_{ном}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cos \varphi \eta_{ном}}{P_{ном}}, \quad (7.14)$$

где  $s_{ном}$  – номинальное скольжение асинхронного электродвигателя, %.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя в миллиомах равно

$$X_{AD}'' = \sqrt{\left( \frac{U_{ф.ном}}{I_{* \Pi} I_{ном}} 10^3 \right)^2 - R_{AD}^2}, \quad (7.28)$$

где  $U_{ф.ном}$  – номинальное фазное напряжение электродвигателя, В.

**Расчетные параметры комплексных нагрузок.** При расчете токов КЗ от комплексных нагрузок следует учитывать их параметры прямой, об-

ратной и нулевой последовательностей. Рекомендуемые значения сопротивлений прямой ( $Z_1$ ) и обратной ( $Z_2$ ) последовательностей отдельных элементов комплексной нагрузки приведены в табл. 7.10.

Значения модулей полных сопротивлений прямой ( $Z_{1нг}$ ), обратной ( $Z_{2нг}$ ) и нулевой ( $Z_{0нг}$ ) последовательностей некоторых узлов нагрузки в зависимости от их состава допускается определять по специальным номограммам.

В приближенных расчетах для узлов, содержащих до 70 % асинхронных двигателей, допускается значения модулей полных сопротивлений комплексной нагрузки принимать равными  $Z_{*1нг} = Z_{*2нг} = 0,4$ ;  $Z_{*0нг} = 3,0$ .

Таблица 7.10

Параметры элементов комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Обозначения на схемах	$\cos \varphi_{ном}$	Значения сопротивлений, отн. ед.	
			$Z_{*1}$	$Z_{*2}$
Асинхронные электродвигатели	АД	0,8	$0,07 + j 0,18$	$0,07 + j 0,18$
Синхронные электродвигатели	СД	0,9	$0,03 + j 0,16$	$0,03 + j 0,16$
Лампы накаливания	ЛН	1,0	1,0	1,33
Газоразрядные источники света	ЛГ	0,85	$0,86 + j 0,53$	$0,38 + j 0,24$
Преобразователи	П	0,9	$0,9 + j 0,44$	$1,66 + j 0,81$
Электротермические установки	ЭУ	0,9	$1 + j 0,49$	$0,4 + j 0,2$

**Активное сопротивление дуги в месте КЗ.** При определении минимального значения тока КЗ следует учитывать влияние на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

Приближенные значения активного сопротивления дуги приведены в табл. 7.11.

Таблица 7.11

Значения активного сопротивления дуги

Расчетные условия КЗ	Активное сопротивление дуги ( $R_d$ ), мОм, при КЗ за трансформаторами мощностью, кВ·А					
	250	400	630	1000	1600	2500
КЗ вблизи выводов низшего напряжения трансформатора:						
- в разделке кабелей напряжением:						
0,4 кВ	15	10	7	5	4	3
0,69 кВ	12	7	5	4	3	2
- в шинопроводе типа ШМА напряжением:						
0,4 кВ	-	-	-	6	4	3
0,69 кВ	-	-	-	4	3	2
КЗ в конце шинопровода типа ШМА длиной 100 – 150 м напряжением:						
0,4 кВ	-	-	-	6–8	5–7	4–6
0,69 кВ	-	-	-	4–6	3–5	2–4

Среднее значение активного сопротивления дуги в начальный момент КЗ допустимо определять по формуле

$$R_{\text{д}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{3I_{\text{п0}}^2 K_{\text{с}}^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}}, \quad (7.29)$$

где  $I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ, кА, определяемое в соответствии с п. 7.2;  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивление цепи КЗ, мОм;  $K_{\text{с}}$  – среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, который можно определить по формуле

$$K_{\text{с}} = 0,6 - 0,0025Z_{\text{к}} + 0,114\sqrt{Z_{\text{к}}} - 0,13\sqrt[3]{Z_{\text{к}}}, \quad (7.30)$$

где  $Z_{\text{к}}$  – сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ:

$$\text{при трехфазном КЗ } Z_{\text{к}}^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2};$$

$$\text{при двухфазном КЗ } Z_{\text{к}}^{(2)} = 2/\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2};$$

$$\text{при однофазном КЗ } Z_{\text{к}}^{(1)} = 1/3\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}.$$

### **7.3. Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания**

Методика расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электроснабжения – от энергосистемы или от автономного источника.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

В случаях, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию (длиной более 1 км), необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{\text{п0}}$ ) в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА}, \quad (7.31)$$

где  $U_{\text{ср.нн}}$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;  $R_{1\Sigma}$ ,  $X_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и

суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_p + R_{TA} + R_{KB} + R_{Ш} + R_K + R_{KL} + R_{BL} + R_d, \quad (7.32)$$

где соответственно активные сопротивления  $R_T$  – трансформатора;  $R_p$  – реактора;  $R_{TA}$  – трансформатора тока;  $R_K$  –  $R_{KB}$  – катушек и контактов автоматических выключателей;  $R_{Ш}$  – шинпровода;  $R_K$  – контактов и контактных соединений;  $R_{KL}$  – кабельной линии;  $R_{BL}$  – воздушной линии;  $R_d$  – дуги;

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_T + X_p + X_{TA} + X_{KB} + X_{Ш} + X_{KL} + X_{BL}, \quad (7.33)$$

где соответственно индуктивные сопротивления  $X_T$  – трансформатора;  $X_p$  – реактора;  $X_{TA}$  – трансформатора тока;  $X_{KB}$  – катушек и контактов автоматических выключателей;  $X_{Ш}$  – шинпровода;  $R_K$  – контактов и контактных соединений;  $R_{KL}$  – кабельной линии;  $X_{BL}$  – воздушной линии.

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, то начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей или комплексной нагрузки следует определять как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от синхронных электродвигателей  $I_{п0СД}$  в килоамперах рассчитывают по формуле

$$I_{п0СД} = \frac{E''_{ф.СД}}{\sqrt{(X''_d + X_{1\Sigma})^2 + (R_{СД} + R_{1\Sigma})^2}}, \quad (7.34)$$

где  $E''_{ф.СД}$  – сверхпереходная ЭДС синхронного электродвигателя (фазное значение), В;  $X''_d$  и  $R_{СД}$  – соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм;  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм.

Для синхронных электродвигателей, которые до КЗ работали с перевозбуждением, сверхпереходную ЭДС в вольтах следует рассчитывать по формуле

$$E''_{ф.СД} = \sqrt{(U_{ф|0} \cos \varphi_{|0} + I_{|0} R_{СД})^2 + (U_{|0} \sin \varphi_{|0} + I_{|0} X''_d)^2}. \quad (7.35)$$

Для синхронных электродвигателей, работавших до КЗ с недовозбуждением, сверхпереходную ЭДС ( $E''_{ф.СД}$ ), в вольтах, следует определять по формуле

$$E''_{\text{ф.сд}} = \sqrt{(U_{\text{ф}0} \cos \varphi_{0|} + I_{0|} R_{\text{сд}})^2 + (U_{0|} \sin \varphi_{0|} - I_{0|} X''_{\text{д}})^2}. \quad (7.36)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей  $I_{\text{п0АД}}$  в килоамперах рассчитывают по формуле

$$I_{\text{п0АД}} = \frac{E''_{\text{ф.АД}}}{\sqrt{(X''_{\text{АД}} + X_{1\Sigma})^2 + (R_{\text{АД}} + R_{1\Sigma})^2}}, \quad (7.37)$$

где  $X''_{\text{АД}}$  и  $R_{\text{АД}}$  – соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм;  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм;  $E''_{\text{ф.АД}}$  – сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя.

Сверхпереходную ЭДС асинхронного электродвигателя можно считать по формуле

$$E''_{\text{ф.АД}} = \sqrt{(U_{\text{ф}0} \cos \varphi_{0|} + I_{0|} R_{\text{АД}})^2 + (U_{0|} \sin \varphi_{0|} - I_{0|} X''_{\text{АД}})^2}. \quad (7.38)$$

При необходимости учета комплексной нагрузки соответствующее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ следует рассчитывать, как указано в [5].

В электроустановках с автономными источниками электроэнергии начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ без учета подпитки от электродвигателей в килоамперах следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{п0}} = \frac{E''_{\text{ф}}}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.39)$$

где  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ по (7.32) и (7.33), мОм;  $E''_{\text{ф}}$  – сверхпереходная ЭДС (фазное значение) автономного источника, В. Значение этой ЭДС следует рассчитывать как и для синхронных электродвигателей

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки в автономной электрической системе начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ следует определять как сумму токов от автономных источников и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

#### **7.4. Расчет апериодической составляющей и ударного тока короткого замыкания**

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:



$$i_{a0} = \sqrt{2}I_{п0}. \quad (7.40)$$

В радиальных сетях апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле

$$i_{at} = i_{a0}e^{-t/T_a}, \quad (7.41)$$

где  $t$  – время, с;  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, равная

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega_c R_\Sigma}, \quad (7.42)$$

где  $X_\Sigma$  и  $R_\Sigma$  – результирующие индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ, мОм;  $\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

При определении  $X_\Sigma$  и  $R_\Sigma$  синхронные генераторы, синхронные, асинхронные электродвигатели и комплексная нагрузка вводятся в схему замещения.

Если точка КЗ делит расчетную схему на радиальные, независимые друг от друга ветви, то апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять как сумму апериодических составляющих токов отдельных ветвей.

Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии (энергосистема или автономный источник) рассчитывают по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{п0}(1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}}) = \sqrt{2}I_{п0}k_{уд}, \quad (7.43)$$

где  $k_{уд} = (1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}})$  – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым на рис. 7.1;  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;  $t_{уд}$  – время от начала КЗ до появления ударного тока, с, равное

$$t_{уд} = 0,001 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_K}{\pi}; \quad \varphi_K = \arctg X_{1\Sigma} / R_{1\Sigma}. \quad (7.44)$$

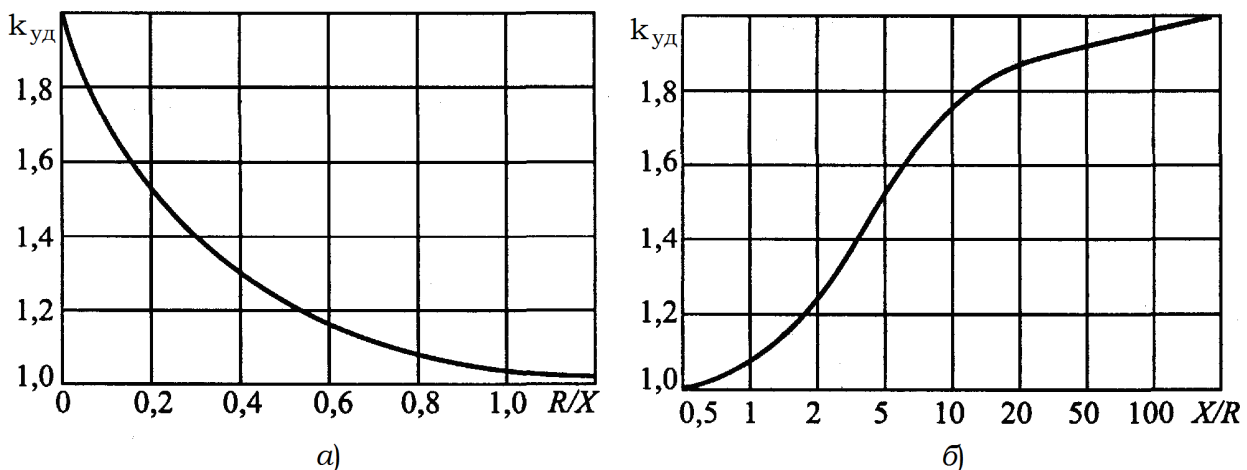


Рис. 7.1. Кривые зависимости ударного коэффициента  $k_{уд}$  от отношений: а –  $R/X$ ; б –  $X/R$

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки ударный ток КЗ следует определять как сумму ударных токов от автономных источников и от электродвигателей или от комплексной нагрузки.

Если точка КЗ делит расчетную схему на радиальные, независимые друг от друга ветви, то ударный ток КЗ допустимо определять как сумму ударных токов отдельных ветвей по формуле

$$i_{уд} = \sum_{i=1}^m \sqrt{2} I_{п0i} \left( 1 + e^{\frac{-t_{удi}}{T_{ai}}} \right), \quad (7.45)$$

где  $m$  – число независимых ветвей схемы;  $I_{п0i}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в  $i$ -й ветви, кА;  $t_{удi}$  – время появления ударного тока в  $i$ -й ветви, с;  $T_{ai}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ в  $i$ -й ветви, с.

## 7.5. Расчет несимметричных коротких замыканий

**Составление схем замещения.** Расчет токов несимметричных коротких замыканий следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих. При этом предварительно следует составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы. Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин – принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

**Расчет токов однофазного короткого замыкания.** Если электрооборудование электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле с учетом активного и индуктивного сопротивления прямой и нулевой последовательности петли «фаза – нуль»

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{ср.НН}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (7.46)$$

где  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;  $R_{0\Sigma}$  и  $X_{0\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$\begin{cases} R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_p + R_{TA} + R_{KB} + R_K + R_{0Ш} + R_{0КЛ} + R_{0ВА} + R_D; \\ X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_p + X_{TA} + X_{KB} + X_{0Ш} + X_{0КЛ} + X_{0ВА}, \end{cases} \quad (7.47)$$

где  $R_{0T}$  и  $X_{0T}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме  $\Delta/Y_0$ , при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей (табл. 7.12);

Таблица 7.12

Расчетные сопротивления масляных трансформаторов  
при вторичном напряжении 400/230 В, мОм

Тип трансформатора	$S_T$ , кВ·А	Группа соединений	$R_{T1}$ мОм	$X_{T1}$ мОм	$R_{0T}$ мОм	$X_{0T}$ мОм
ТМ-25	25	$Y/Y_0$	154	244	1920	3190
		$Y/Z_0$	154	244	79	4
ТМ-40	40	$Y/Y_0$	88	157	1330	2020
		$Y/Z_0$	88	157	73	13
ТМ-63	63	$Y/Y_0$	51,6	102	810	1220
		$Y/Z_0$	51,6	102	26	13
ТМ-100	100	$Y/Y_0$	31,5	65	536	710
		$Y/Z_0$	31,5	65	13	10
ТМ-160	160	$Y/Y_0$	16,6	41,8	300	499
		$Y/Z_0$	16,6	41,8	9	6
		$\Delta/Y_0$	16,6	41,8	16,6	41,8
ТМ-250	250	$Y/Y_0$	9,47	27,2	213	290
		$Y/Z_0$	9,47	27,2	5	3
		$\Delta/Y_0$	9,47	27,2	9,47	27,2
ТМ-400	400	$Y/Y_0$	5,5	17,1	132	188
		$Y/Z_0$	5,5	17,1	4	2
ТМ-630	630	$Y/Y_0$	3,06	13,6	92	137
		$Y/Z_0$	3,06	13,6	4	2
ТМ-1000	1000	$Y/Y_0$	1,73	8,6	19	60,6
		$\Delta/Y_0$	1,73	8,6	1,73	8,63
ТМ-1250	1250	$Y/Y_0$	1,48	6,88	14	40
		$\Delta/Y_0$	1,48	6,88	1,47	6,88
ТМ-1600	1600	$Y/Y_0$	1,0	5,92	10	25
		$\Delta/Y_0$	1,0	5,92	1,0	5,92
ТМ-2500	2500	$Y/Y_0$	0,614	3,79	7	20
		$\Delta/Y_0$	1,26	9,51	1,26	9,52
		$Y/Z_0$	0,614	3,79	0,61	3,79

$R_{0ш}$  и  $X_{0ш}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$R_{0ка}$  и  $X_{0ка}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля;

$R_{0ва}$  и  $X_{0ва}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии:

$$\begin{cases} R_{0вв} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0,1, \\ X_{0ва} \approx 3X_{1ва}, \end{cases} \text{ мОм/м.} \quad (7.48)$$

В отличие от сопротивлений  $R_{1т}$  и  $X_{1т}$ , сопротивления нулевой последовательности  $R_{0т}$ ,  $X_{0т}$  трансформаторов с разными схемами соединения обмоток резко отличаются.

Если обмотка первичная трансформатора соединена в треугольник в схеме  $\Delta/Y_0$ , то для токов нулевой последовательности такой трансформатор оказывается короткозамкнутым, при этом сопротивления  $R_{0т}$  и  $X_{0т}$  трансформатора равны сопротивлениям прямой последовательности  $R_{1т}$  и  $X_{1т}$ .

При соединении вторичной обмотки в зигзаг при схеме «звезда-зигзаг» –  $Y/Z_0$ , магнитные потоки, создаваемые «полуобмотками» разных фаз в каждом стержне сердечника трансформатора направлены встречно и компенсируют друг друга. Магнитные потоки нулевой последовательности такого трансформатора практически отсутствуют, а сопротивления нулевой последовательности минимальны, т.е. оказываются меньше, чем при схеме соединения обмоток  $\Delta/Y_0$ .

При схеме соединения обмоток  $Y/Y_0$  нескомпенсированные магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются через стальной кожух трансформатора, радиаторы охлаждения и т.п. Поэтому значения сопротивлений нулевой последовательности такого трансформатора во многом зависят от его конструкции и могут быть значительно больше, чем при соединении обмоток по схеме  $\Delta/Y_0$ .

В электроустановках с автономными источниками энергии начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ ( $I_{п0}^{(1)}$ ) в килоамперах следует определять по формуле с учетом активного и индуктивного сопротивления прямой и нулевой последовательности петли «фаза – нуль»

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{3E''_{\phi}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (7.49)$$

где  $E''_{\phi}$  – эквивалентная сверхпереходная ЭДС автономных источников (фазная), В.

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ с учетом синхронных и асинхронных электродвигателей в килоамперах следует рассчитывать аналогично, в соответствии с формулой (7.49).

Комплексная нагрузка учитывается параметрами, приведенными в табл. 7.5.

**Расчет токов двухфазного короткого замыкания.** При электропитании электроустановок напряжением до 1 кВ от энергосистемы через

понижающий трансформатор начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ ( $I_{п0}^{(2)}$ ) в килоамперах следует определять по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{U_{ср.НН}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.50)$$

где

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_p + R_{TA} + R_{KB} + R_{III} + R_K + R_{1K\Lambda} + R_{1B\Lambda} + R_D / 2;$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_T + X_p + X_{TA} + X_{KB} + X_{III} + X_{1K\Lambda} + X_{1B\Lambda}.$$

В электроустановках с автономными источниками энергии начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ следует рассчитывать по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}E''_{\Phi}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.51)$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом асинхронных электродвигателей ( $I_{п0АД}^{(2)}$ ) в килоамперах следует определять по формуле

$$I_{п0АД}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}E''_{\Phi\Sigma}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.52)$$

где  $E''_{\Phi\Sigma}$  – эквивалентная сверхпереходная ЭДС (фазное значение) асинхронных электродвигателей и источника электроэнергии, В;  $R_{1\Sigma}$  и  $X_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности относительно точки КЗ (с учетом параметров асинхронных электродвигателей), мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом синхронных электродвигателей в килоамперах определяют аналогично.

## 7.6. Расчет периодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени

Методика расчета периодической составляющей тока трехфазного КЗ для произвольного момента времени в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электроснабжения – от энергосистемы или от автономного источника.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в произвольный момент времени в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле

$$I_{пт} = \frac{U_{ср.нн}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{1\Sigma}^2 + (R_{1\Sigma} + R_{дт} + R_{кб9т})^2}}, \quad (7.53)$$

где  $U_{ср.нн}$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В;  $X_{1\Sigma}$ ,  $R_{1\Sigma}$  – соответственно суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм, (7.32, 7.33) без учета активного сопротивления электрической дуги и кабельной (воздушной) линии;  $R_{дт}$  – активное сопротивление дуги в месте КЗ в произвольный момент времени, мОм;  $R_{кб9т}$  – активное сопротивление прямой последовательности кабельной линии к моменту  $t$  с учетом нагрева его током КЗ, мОм. Это сопротивление рассчитывают в соответствии (7.7).

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, связанные с точкой КЗ по радиальной схеме, то действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени следует определять как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

В электроустановках с автономными источниками электроэнергии уточненный расчет периодической составляющей тока КЗ от источников электроэнергии (синхронных генераторов) в произвольный момент времени следует выполнять путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов с использованием ЭВМ и выделения периодической составляющей. В приближенных расчетах для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ при радиальной схеме следует применять типовые кривые, приведенные на рис. 7.2.

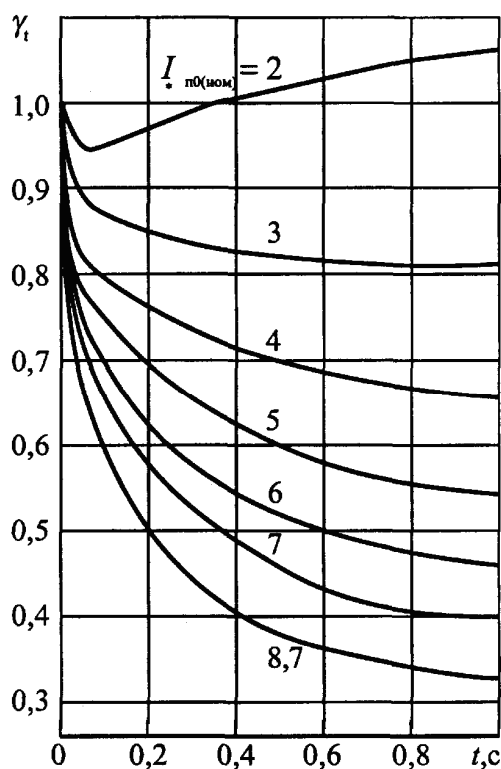


Рис. 7.2. Типовые кривые для синхронного генератора автономных систем электроснабжения напряжением 400/230 В

Типовые кривые разработаны на базе параметров схемы замещения эквивалентного генератора, полученных в результате эквивалентирования синхронных генераторов напряжением 230/400 В различных серий, а именно: МСК-1500 (400 В); МСК-1500 (230 В); МС-1500 (400 В); МС-1500 (230 В); МС-1000 (400 В); МС-1000 (230 В); СГДС (400 В); ЕСС, ЕСС5 (230 В); ЕСС, ЕСС5 (400 В); ГСФ5; ГМ; СВГ; СГ и др.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от синхронного генератора (или нескольких однотипных синхронных генераторов, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ) следует определять по формуле

$$I_{пт} = \gamma_t I_{*} I_{п0(ном)} I_{ном}, \quad (7.54)$$

причем при нескольких генераторах под номинальным током следует принимать сумму номинальных токов всех генераторов.

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки в автономной электрической системе действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени при радиальной схеме связи двигателей с точкой КЗ следует определять как сумму токов от автономных источников и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

\* \* \*

**Пример расчетов токов короткого замыкания.** Требуется определить вероятные максимальное и минимальное значения тока в начальный момент короткого замыкания в точке К1 (рис. 7.3) и к моменту отключения КЗ ( $t_{откл} = 0,6$  с) [22].

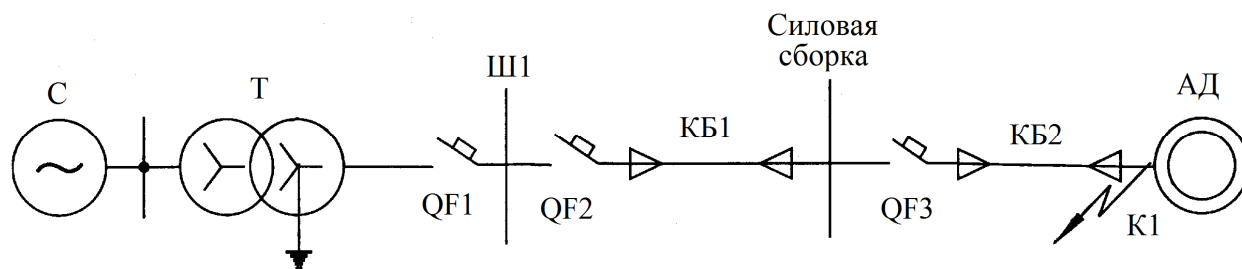


Рисунок 7.3 – Расчетная схема

### Исходные данные

Система С:  $S_k = 150$  МВ·А;  $U_{ср.ВН} = 6,0$  кВ.

Трансформатор типа ТСЗС-1000/6,0:  $u_k = 8\%$ ;  $U_{ВН} = 6,3$  кВ;  $U_{НН} = 0,4$  кВ;  $P_k = 11,2$  кВт.

Автоматические выключатели:

QF1 "Электрон":  $I_{ном} = 1000$  А;  $R_{кв1} = 0,25$  мОм;  $X_{кв1} = 0,1$  мОм;

QF2-АЗ794С:  $I_{ном} = 400$  А;  $R_{кв2} = 0,65$  мОм;  $X_{кв2} = 0,17$  мОм;

QF3-АЕ2056:  $I_{ном} = 100$  А;  $R_{кв3} = 2,15$  мОм;  $X_{кв3} = 1,2$  мОм.

Шинопровод Ш1: ШМА-4-1600;  $l_1 = 15$  м;  $R_{1ш1} = 0,03$  мОм/м;  $X_{1ш1} = 0,014$  мОм/м;  $R_{0ш1} = 0,037$  мОм/м;  $X_{0ш1} = 0,042$  мОм/м.

Кабельные линии:

КБ1: АВВГ-3х185+1х70;  $l_2 = 50$  м;  $R_1 = 0,208$  мОм/м;  $X_1 = 0,063$  мОм/м;  $R_0 = 0,989$  мОм/м;  $X_0 = 0,244$  мОм/м;

КБ2: АВВГ-3х35+1х16;  $l_3 = 20$  м;  $R_1 = 1,1$  мОм/м;  $X_1 = 0,068$  мОм/м;  $R_0 = 2,63$  мОм/м;  $X_0 = 0,647$  мОм/м.

Болтовые контактные соединения:  $R_k = 0,003$  мОм;  $n = 10$ .

### Решение

Значения параметров схемы замещения прямой последовательности: сопротивление системы ( $X_c$ ), рассчитанное по формуле (7.1), составляет

$$X_c = \frac{(400)^2}{150} 10^{-3} = 1,066 \text{ мОм};$$

активное и индуктивное сопротивления трансформатора ( $R_T$ ) и ( $X_T$ ), рассчитанные по формулам (7.3) и (7.4), составляют

$$R_T = \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{(1000)^2} 10^6 = 1,79 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{8^2 - \left(\frac{100 \cdot 11,2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} 10^4 = 12,67 \text{ мОм};$$

активное и индуктивное сопротивления шинпровода:

$$R_{1ш1} = 0,03 \cdot 15 = 0,45 \text{ мОм}; X_{1ш1} = 0,014 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм};$$

активное сопротивление болтовых контактных соединений:

$$R_k = 0,003 \cdot 10 = 0,03 \text{ мОм};$$

активное и индуктивное сопротивления кабельных линий:

$$\text{КБ1: } R_{1кб1} = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ мОм}; X_{1кб1} = 0,063 \cdot 50 = 3,15 \text{ мОм};$$

$$\text{КБ2: } R_{1кб2} = 1,1 \cdot 20 = 22 \text{ мОм}; X_{1кб2} = 0,068 \cdot 20 = 1,36 \text{ мОм}.$$

Значения параметров схемы замещения нулевой последовательности:

$$R_{0T} = 154 \text{ мОм}; X_{0T} = 59 \text{ мОм};$$

$$R_{0ш1} = 0,037 \cdot 15 = 0,555 \text{ мОм}; X_{0ш1} = 0,042 \cdot 15 = 0,63 \text{ мОм};$$

$$R_{0кб1} = 0,989 \cdot 50 = 49,45 \text{ мОм}; X_{0кб1} = 0,244 \cdot 50 = 12,2 \text{ мОм};$$

$$R_{0кб2} = 2,63 \cdot 20 = 52,6 \text{ мОм}; X_{0кб2} = 0,647 \cdot 20 = 12,94 \text{ мОм}.$$

Суммарные сопротивления относительно точки КЗ К1:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{1ш1} + R_{1кб1} + R_{1кб2} + R_{кв1} + R_{кв2} + R_{кв3} + R_k = 1,79 + 0,45 + 10,4 + 22 + 0,25 + 0,65 + 2,15 + 0,03 = 37,72 \text{ мОм};$$

$$X_{1\Sigma} = X_T + X_{1ш1} + X_{1кб1} + X_{1кб2} + X_{кв1} + X_{кв2} + X_{кв3} = 12,67 + 0,21 + 3,15 + 1,36 + 0,1 + 0,17 + 1,2 = 18,86 \text{ мОм}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока при металлическом КЗ:

$$I_{п0 \max}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{37,72^2 + 18,86^2}} = 5,48 \text{ кА}.$$



Начальное значение периодической составляющей тока дугового КЗ определяется с учетом сопротивления дуги.

Активное сопротивление дуги в начальный момент КЗ, определяемое по формуле (7.29), составляет:

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3I_{\text{по}}^2 K_c^2}} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 5,48^2 \cdot 0,78^2}} - 18,86^2 - 37,72 = 12,9 \text{ мОм},$$

где  $K_c$  – коэффициент в соответствии с формулой (7.30) составляет:

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 42,17 + 0,114 \sqrt{42,17} - 0,13 \sqrt[3]{42,17} = 0,78.$$

Среднее (вероятное) начальное значение тока дугового КЗ составляет:

$$I_{\text{по д}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(37,72 + 12,9)^2 + 18,86^2}} = 4,28 \text{ кА}.$$

Максимальный и минимальный токи  $I_{\text{по д}}^{(3)}$  определяются с учетом соответствующих значений коэффициента  $K_c$

При определении вероятного значения тока КЗ в начальный момент времени с учетом сопротивления дуги последнее рекомендуется рассчитывать по формуле, в которой коэффициент  $K_c$  следует определять в соответствии с выражениями [22]:

- для максимального значения тока КЗ

$$K_{c \text{ max}} = 0,788 + 0,353 \cdot 10^{-2} Z_K - 0,21 \cdot 10^{-4} Z_K^2 + 0,45 \cdot 10^{-7} Z_K^3; \quad (7.55)$$

- для минимального значения тока КЗ

$$K_{c \text{ min}} = 0,458 + 0,557 \cdot 10^{-2} Z_K - 0,247 \cdot 10^{-4} Z_K^2 + 0,39 \cdot 10^{-7} Z_K^3. \quad (7.56)$$

$$K_{c \text{ max}} = 0,896; \quad K_{c \text{ min}} = 0,64.$$

Расчет максимальных и минимальных значений тока дугового КЗ рекомендуется выполнять на основе предельных значений сопротивления дуги, определяемых по статистическим характеристикам разброса поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ.

$$I_{\text{по д max}}^{(3)} = 0,896 \cdot 5,48 = 4,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по д min}}^{(3)} = 0,64 \cdot 5,48 = 3,5 \text{ кА}.$$

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 при металлическом КЗ без учета теплоотдачи составляет [22]:

$$K_{\theta_{\text{к.кб1а}}} = \frac{\tau_p + \theta_{\text{к.кб1а}}}{\tau_p + \theta_{\text{н.кб1}}} = \frac{236 + 26}{236 + 20} = 1,024,$$

где  $\theta_{\text{к.кб1а}}$  – конечная температура при адиабатическом нагреве. Она составляет [22]:

$$\theta_{\text{к.кб1а}} = (\theta_{\text{н}} + \beta) \exp \left[ \frac{I_{\text{по}}^2 \cdot t}{K^2 S^2 \varepsilon^2} \right] - \beta = (20 + 228) \exp \left[ \frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 185^2 \cdot 1,016^2} \right] - 228 = 26^\circ \text{C},$$

где

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 \cdot B \left( \frac{t}{S} \right)}} = \sqrt{1 + 0,7 \cdot 0,574 \sqrt{\frac{0,6}{185} + 0,7^2 \cdot 0,165 \left( \frac{0,6}{185} \right)}} = 1,016.$$

Конечная температура жил кабельной линии КБ1 с учетом теплоотдачи составляет:

$$\vartheta_{\text{к.кб1}} = \vartheta_{\text{н.кб1}} + (\vartheta_{\text{к.кб1}} - \vartheta_{\text{н.кб1}}) \cdot \eta = 20 + (26 - 20) \cdot 0,968 = 25,8 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где коэффициент  $\eta$  соответствует типовым кривым [5] и принят  $\eta = 0,968$ .

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 с учетом теплоотдачи  $K_{\vartheta\text{кб1}} = 1,022$ .

Соответственно для кабеля КБ2

$$\vartheta_{\text{к.кб2а}} = (20 + 228) \exp \left[ \frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 35^2 \cdot 1,0375^2} \right] - 228 = 234,8 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\vartheta_{\text{к.кб2}} = 20 + (234,8 - 20) \cdot 0,92 = 217,6 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ и } K_{\vartheta\text{кб2}} = 1,77.$$

Поэтому значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ к моменту отключения КЗ с учетом нагрева кабелей

$$I_{\text{пт}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2}} = 3,98 \text{ кА}.$$

Сопротивление электрической дуги к моменту отключения тока КЗ составляет:

$$R_{\text{дт}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{3 I_{\text{пт}}^2 \cdot K_{\text{сг}}^2}} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma t} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 3,98^2 \cdot 0,74^2}} - 18,86^2 - 54,9 = 21,2 \text{ мОм},$$

где  $K_{\text{сг}} = 0,55 - 0,002 \cdot 58 + 0,1 \sqrt{58} - 0,12 \sqrt[3]{58} = 0,74$ , так как

$$Z_{\text{кт}} = \sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2 + 18,86^2} = 58 \text{ мОм}.$$

Среднее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту отключения с учетом влияния нагрева и электрической дуги равно:

$$I_{\text{пт ср}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(10,4 \cdot 1,01 + 22 \cdot 1,7 + 21,2 + 5,32)^2 + 18,86^2}} = 3,0 \text{ кА}.$$

Значения  $K_{\vartheta\text{кб1}}$  и  $K_{\vartheta\text{кб2}}$  определены с учетом влияния теплоотдачи и активного сопротивления дуги по кривым [5] для  $t_{\text{откл}} = 0,6$  с.

Максимальное и минимальное вероятные значения тока  $I_{\text{птд}}^{(3)}$  определены с учетом коэффициента  $K_{\text{сг}}$  (см. формулы (7.43) и (7.44)):

При определении вероятного значения тока короткого замыкания в произвольный момент времени сопротивление дуги рекомендуется рассчитывать по формуле [22]:

$$R_{\text{дт}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3I_{\text{пт}}^2 K_{\text{ст}}^2} - X_{1\Sigma}^2 - (R_{1\Sigma} + R_{1\text{КК}9\text{т}})}, \quad (7.57)$$

где  $I_{\text{пт}}$  – действующее значение периодической составляющей тока металлического КЗ в произвольный момент времени, определяемое с учетом увеличения активного сопротивления цепи КЗ;

$R_{1\Sigma}$  – суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм, без учета активного сопротивления кабельной или воздушной линии и сопротивления электрической дуги;

$R_{1\text{К}69\text{т}}$  – активное сопротивление прямой последовательности кабельной или воздушной линии к моменту  $t$ , мОм, с учетом нагрева ее током КЗ;

$K_{\text{ст}}$  – среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, который можно определить по формуле [22]:

$$K_{\text{ст}} = 0,55 - 0,002Z_{\text{кт}} + 0,1\sqrt{Z_{\text{кт}}} - 0,12\sqrt[3]{Z_{\text{кт}}}, \quad (7.58)$$

где  $Z_{\text{кт}}$  – сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ:

при трехфазном КЗ  $Z_{\text{кт}}^{(3)} = \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{1\text{КК}9\text{т}})^2 + X_{1\Sigma}^2}$ ;

при двухфазном КЗ  $Z_{\text{кт}}^{(2)} = 2/\sqrt{3}\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{1\text{КК}9\text{т}})^2 + X_{1\Sigma}^2}$ ;

при однофазном КЗ  $Z_{\text{кт}}^{(1)} = 1/3\sqrt{[2(R_{1\Sigma} + R_{1\text{КК}9\text{т}}) + R_{0\Sigma}]^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}$ .

Для максимального значения тока КЗ

$$K_{\text{ст max}} = 0,661 + 0,319 \cdot 10^{-2} Z_{\text{кт}} - 0,127 \cdot 10^{-4} Z_{\text{кт}}^2 + 0,13 \cdot 10^{-7} Z_{\text{кт}}^3; \quad (7.59)$$

$$K_{\text{ст max}} = 0,81;$$

для минимального значения тока КЗ

$$K_{\text{ст min}} = 0,339 + 0,745 \cdot 10^{-2} Z_{\text{кт}} - 0,484 \cdot 10^{-4} Z_{\text{кт}}^2 + 0,13 \cdot 10^{-7} Z_{\text{кт}}^3. \quad (7.60)$$

$$K_{\text{ст min}} = 0,65.$$

Максимальное и минимальное вероятные значения тока:

$$I_{\text{птд max}}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,81 = 3,22 \text{ кА}; \quad I_{\text{птд min}}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,65 = 2,59 \text{ кА}.$$

\* \* \*

### Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования

1. Каковы особенности методики расчета тока короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ?
2. Какие параметры *подлежат расчету* при выборе и проверке электрооборудования по условиям короткого замыкания?
3. Какие параметры схемы *необходимо* учитывать при расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ?
4. Какие параметры схемы *рекомендуется* учитывать при расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ?
5. Какие допущения применяются при расчетах токов короткого замыкания в электроустановках до 1 кВ?

6. Какие допущения применяются при расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы?
7. Значения каких параметров необходимо учитывать при расчете токов короткого замыкания в электроустановках с автономными источниками электроэнергии?
8. В чем различие методик расчетов токов короткого замыкания в зависимости от способа электроснабжения – от энергосистемы или от автономного источника?
9. Каковы особенности определения составляющих нулевой последовательности для активного и индуктивного сопротивлений понижающих трансформаторов?
10. Каково соотношение между сопротивлениями прямой и нулевой последовательности у силовых трансформаторов с разными схемами соединения обмоток?
11. От каких параметров зависят значения активного и индуктивного сопротивления реакторов, шинопроводов, ВЛ, КЛ и трансформаторов тока?
12. В каких случаях сопротивлением трансформаторов тока можно пренебречь?
13. Какие технические характеристики и как влияют на сопротивления автоматических выключателей?
14. Что понимается под параметрами синхронных двигателей, асинхронных двигателей и комплексной нагрузки, необходимыми для расчета тока короткого замыкания?
15. По каким факторам оценивается сопротивление дуги при коротком замыкании?
16. Каковы особенности расчета тока короткого замыкания в различных генерирующих ветвях схем замещения?
17. В чем состоит особенность методики расчета ударного коэффициента?
18. Каков порядок расчета несимметричных токов короткого замыкания?
19. Какие значения ЭДС генерирующих ветвей принимаются для схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности?
20. Каковы соотношения между сопротивлениями схем замещения для токов прямой и обратной последовательности?
21. Как учитываются значения активного и индуктивного сопротивлений ВЛ в схемах замещения для токов нулевой последовательности?
22. Параметры какой цепи определяют значение однофазного тока короткого замыкания?
23. Какие параметры электроустановки влияют на значение изменения периодической составляющей тока трехфазного КЗ для произвольного момента времени без учета подпитки от электродвигателей?
24. Как следует определять действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени если электроснабжение осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, связанные с точкой КЗ по радиальной схеме?
25. Что следует применять в приближенных расчетах для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ при радиальной схеме с автономными источниками электроэнергии?

## Глава 8. КООРДИНАЦИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 8.1. Качество переходных процессов и координация токов короткого замыкания

Проектирование и эксплуатация электроэнергетических систем и систем электроснабжения требуют согласования предъявляемых требований к их элементам с показателями качества электромагнитных переходных процессов. Показатели качества электромагнитных переходных процессов, как правило, оцениваются по следующим свойствам, характеристикам и последствиям.

**Длительность переходного процесса.** Это интервал времени, в течение которого система переходит из одного устойчивого состояния работы в другое установившееся состояние.

При переходных процессах, возникающих вследствие внезапных нарушений нормального режима, обычно стремятся сократить время существования аварийного режима. Оценивая расчетную продолжительность аварийного режима КЗ, этот интервал времени слагают из минимального времени действия средств защиты и собственного времени отключения коммутационной аппаратуры.

Преднамеренные нарушения режима (включение, отключение, КЗ, пуск и т.п.) рассчитывают по длительности для каждого вида электрооборудования с целью сравнения с допустимым временем переходного режима, которое ограничивается техническими и технологическими условиями, требованиями безопасности, нагрева и др.

**Характер переходного процесса** оценивается по изменению тока во времени. Характер электромагнитного переходного процесса зависит от мощности источников электрической энергии, параметров электрических сетей, наличия на генераторах средств АРВ, установки в электрических сетях устройств АПВ.

Характер переходного процесса изменения параметров режима может быть апериодическим, колебательным с неизменной или апериодической амплитудой и монотонным. При расчете параметров режима КЗ используют качественную оценку характера переходного процесса по амплитуде. По размагничивающему действию реакции статора генераторов при протекании тока КЗ источники питания условно подразделяют на источники неограниченной и ограниченной мощностей, что определяется их электрической удаленностью от места КЗ (см. гл. 5).

**Опасность последствий для оборудования СЭС** оценивается показателями переходного процесса изменения тока КЗ:

- электродинамической стойкостью элементов СЭС (проверяется по ударному току при трехфазном КЗ);
- термической стойкостью (оценивается по наибольшему тепловому импульсу тока при трехфазном или двухфазном КЗ).

**Влияние аварийных переходных процессов на нормальные режимы работы СЭС** и ее элементов сказывается на свойствах электрической энергии, которые отражают соответствующие показатели качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [8]. Например, отклонения напряжения в аварийных состояниях режима могут превышать предельно допустимые значения на зажимах электропри-

емников; по их значениям можно выделить зону аварийного состояния в системе электроснабжения.

Колебания напряжения характеризуются показателями: размахом изменения напряжения и дозой фликера. Размах изменения напряжения пропорционален набросу мощности реактивной нагрузки и обратно пропорционален мощности КЗ.

В СЭС, при наличии отклонений напряжения и колебаний напряжения, батареи компенсирующих конденсаторов непрерывно находятся в переходных состояниях дозаряда или частичного разряда. Эти переходные процессы сопровождаются повышенным нагревом батарей конденсаторов из-за увеличения тока в их цепи

Несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения, который пропорционален мощности преобразовательных агрегатов и обратно пропорционален мощности КЗ.

Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентами несимметрии напряжений по обратной последовательности и по нулевой последовательности. Например, коэффициент несимметрии по обратной последовательности пропорционален мощности однофазной нагрузки и обратно пропорционален мощности КЗ.

Отклонения частоты пропорциональны скорости наброса активной мощности у электроприемников с резкопеременной нагрузкой и обратно пропорциональны мощности КЗ.

**Стоимость дополнительных мероприятий для улучшения характеристик переходного процесса.** Для СЭС крупных предприятий токи КЗ достигают на приемных пунктах электрической энергии таких больших значений, что без их ограничения или установки более дорогостоящих элементов обойтись нельзя. Решение и осуществление этой задачи требуют дополнительных капитальных вложений в СЭС.

Качество электромагнитных переходных процессов по-разному влияет на условия функционирования СЭС и электроприемников. В основе количественной оценки всех рассмотренных показателей лежат токи и мощность КЗ. Для СЭС характерно противоречие в оценке их необходимого уровня. С позиции снижения стоимости элементов СЭС и облегчения условий их работы желательно уменьшение уровней тока и мощности КЗ, а для обеспечения качества электрической энергии у электроприемников, наоборот, необходим их высокий уровень. Это и определяет постановку задачи поиска компромиссного выбора значений показателей качества электромагнитных переходных процессов.

\* \* \*

Проблема координации (согласования) параметров электрооборудования ЭЭС и СЭС с существующими и ожидаемыми уровнями токов короткого замыкания требует анализа проектных материалов и условий эксплуатации электрооборудования электрических систем, оценки различных альтернативных путей решения проблемы координации и оптимизации уровней токов короткого замыкания и возможного влияния их на режим работы, устойчивость, надежность [18]. Необходимо использование эффективных методов и средств регулирования токов короткого замыкания, методик прогнозирования и оптимизации их уровней.

## **8.2. Методы и средства ограничения токов короткого замыкания**

Максимальный уровень токов короткого замыкания определяет условия работы оборудования электрической системы в аварийных режимах. Выбор и проверка шин, токопроводов, проводов и кабелей, электрических аппаратов производятся по параметрам короткого замыкания. Максимальный уровень токов короткого замыкания для сетей 35 кВ и выше ограничивается условиями обеспечения устойчивости энергосистем и параметрами электрических аппаратов и проводников, а в сетях собственных нужд и распределительных сетях 6–35 кВ – параметрами электрических аппаратов, токопроводов, термической стойкостью кабелей, устойчивостью двигательной нагрузки. Экономически выгодно применять меры по ограничению токов короткого замыкания, если дополнительные затраты на это окупаются благодаря применению более легкой аппаратуры и тоководущих частей и повышается надежность электроснабжения потребителей.

В зависимости от предъявляемых требований, степени ограничения токов при различных видах короткого замыкания, рассматриваются различные методы ограничения токов короткого замыкания:

- оптимизация структуры и параметров сети (схемные решения);
- стационарное или автоматическое деление сети;
- применение токоограничивающих устройств;
- оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях напряжением 6–35 кВ и 110 кВ.

**Оптимизации структуры и параметров сети.** Схемные решения предусматривают изменение степени связи сети или жесткости электрических связей между сетями. Они состоят в выборе оптимальных при поставленных условиях и ограничениях схем выдачи мощности электростанции, структуры и параметров элементов сетей энергосистем и включают решение вопросов укрупнения или разукрупнения мощностей электрических станций и подстанций.

Ограничение токов короткого замыкания может быть достигнуто путем соответствующего построения схем электростанций и сетей, а также изменения их параметров, при этом наиболее распространенными методами являются:

1) повышение напряжения сетей приводит к уменьшению рабочих токов и токов короткого замыкания (при этом мощность короткого замыкания не уменьшается);

2) секционирование электрических сетей исключает параллельную работу источников и, следовательно, уменьшает токи короткого замыкания, однако при этом могут возрасти потери в линиях электропередачи и трансформаторах в нормальном режиме (рис. 8.1). Секционирование электрических сетей позволяет уменьшить токи короткого замыкания практически в два раза;

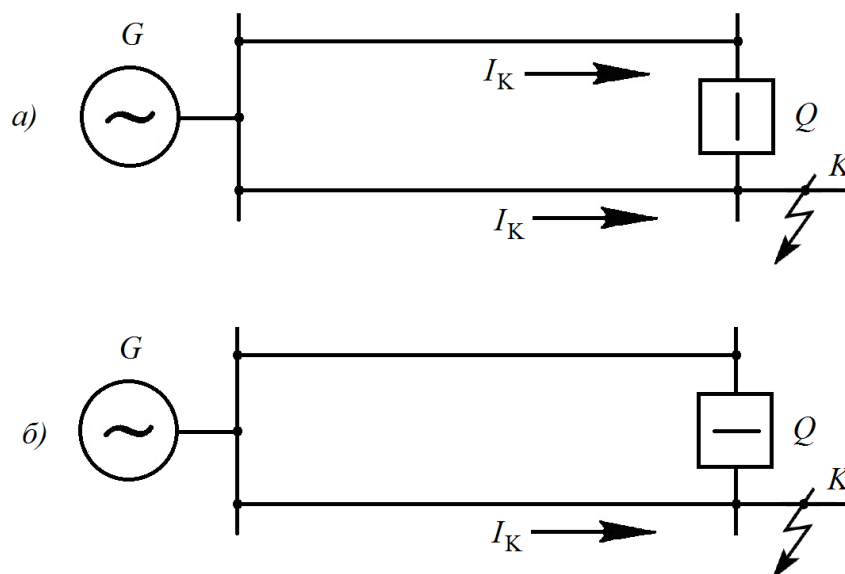


Рисунок 8.1 – Секционирование электрических сетей:

*а* – секционный выключатель *Q* включен;

*б* – секционный выключатель *Q* выключен

3) блочное соединение генератор–трансформатор и генератор–трансформатор–линия (исключает поперечную связь между источниками и снижает токи КЗ – рис. 8.2);

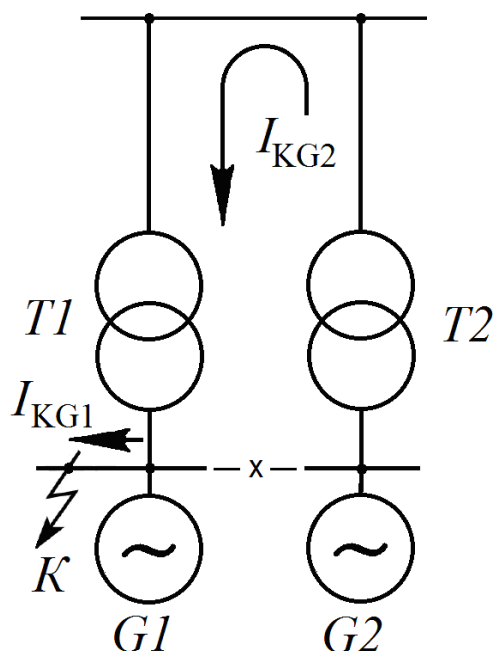


Рисунок 8.2 – Исключение поперечной связи между источниками *G1* и *G2*

4) раздельная работа трансформаторов на шинах низшего напряжения подстанций (рис. 8.3), а также в системе собственных нужд электростанций и подстанций (увеличивает сопротивление цепи КЗ и снижает токи короткого замыкания);



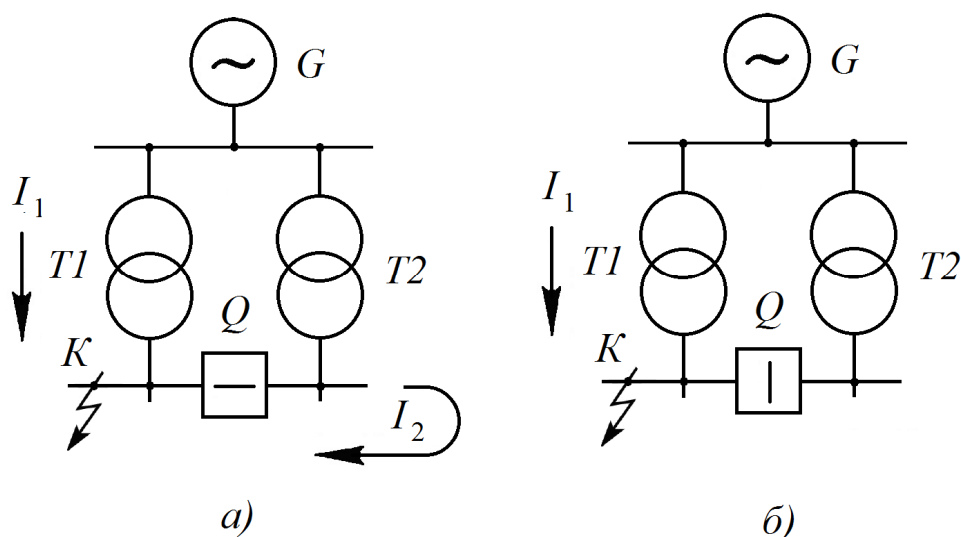


Рисунок 8.3 – Режимы работы силовых трансформаторов:  
*а* – параллельная работа трансформаторов;  
*б* – раздельная работа трансформаторов

5) расщепление обмоток низшего напряжения (НН) силовых трансформаторов и автотрансформаторов (ограничивает токи КЗ, так как их сопротивление в режиме КЗ почти в 2 раза больше, чем у трансформаторов с теми же номинальными параметрами без расщепления обмотки НН – (рис. 8.4).

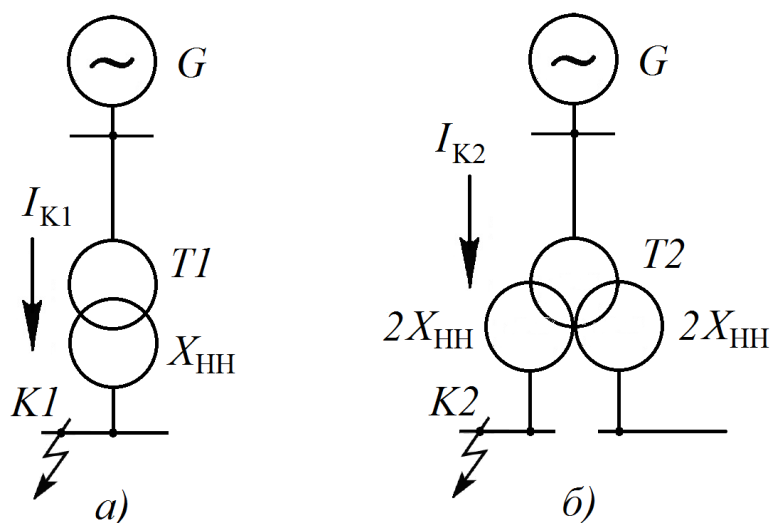


Рисунок 8.4. Изменение конструкции обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов: *а* – без расщепления; *б* – расщепление обмотки

Схемные решения принимаются, как правило, на стадии проектирования схем развития и реконструкции энергосистем, при этом выбираются оптимальные схемы выдачи мощности электростанций и параметры элементов сетей энергосистем.

**Стационарное и автоматическое деление сети.** Деление сети применяют в процессе эксплуатации, когда требуется ограничить уровни токов короткого замыкания при ее развитии. Различают деление сети стационарное (СДС) и автоматическое (АДС).

*Стационарное деление сети* осуществляется в нормальном режиме с помощью секционных, шиносоединительных или линейных выключателей. Оно производится тогда, когда уровень тока КЗ в узле сети превышает допустимые значения для параметров установленного оборудования. Например, деления сети на электростанции с двумя распределительными устройствами двух напряжений  $U_1-U_2$  (рис. 8.5). Деление производится в результате разрыва трансформаторной связи между распределительными устройствами двух напряжений. СДС оказывает существенное влияние на режимы, устойчивость и надежность работы электрической системы, а также на потери мощности в сетях.

*Автоматическое деление сети* производится в аварийном режиме для обеспечения работы коммутационных аппаратов. Оно осуществляется на секционных или шиносоединительных выключателях, иногда – на выключателях мощных присоединений. При АДС образуется система каскадного отключения токов КЗ, однако надо учитывать, что АДС имеет недостатки, связанные с возможностью появления в послеаварийном режиме значительных небалансов мощностей источников и нагрузки в разделившихся частях сети, а также с увеличением времени восстановления нормального режима. Несмотря на присущие недостатки, устройства АДС широко применяются в энергосистемах, поскольку не требуя больших затрат, обладают достаточной простотой и надежностью.

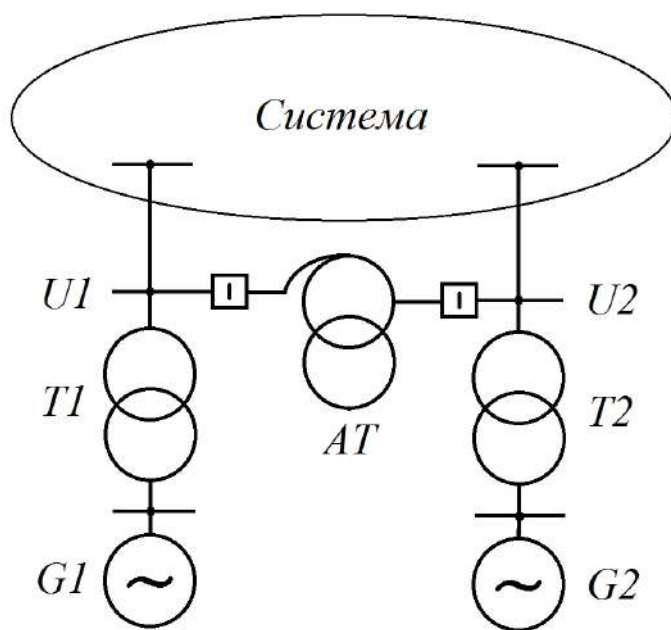


Рисунок 8.5 – Стационарное деление сети

**Применение токоограничивающих устройств.** Средствами ограничения токов короткого замыкания в электрических системах являются:

- устройства автоматического деления сети (рис. 8.5);
- трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения (рис. 8.4);
- трансформаторы с повышенным напряжением короткого замыкания.

Для ограничения токов короткого замыкания в системах электропитания наиболее широко применяются:

- токоограничивающие реакторы;

- токоограничивающие резисторы;
- токоограничивающие коммутационные аппараты;

При этом в сетях напряжением 110 кВ используется заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства, а также глухое заземление нейтралей только *части* трансформаторов.

К токоограничивающим устройствам предъявляются следующие требования:

- не оказывать существенного влияния на нормальный режим работы сети и СЭС;
- иметь стабильные характеристики при изменении схемы СЭС;
- поддерживать на возможно высоком уровне напряжение в узлах нагрузки;
- обеспечивать в аварийном режиме условия, необходимые для действия релейной защиты;
- не вносить существенных нелинейных искажений в параметры режима СЭС, особенно при нормальном режиме работы.

**Токоограничивающие реакторы.** Реакторы с линейной характеристикой включаются последовательно в соответствующую цепь по следующим основным схемам (рис. 8.6).

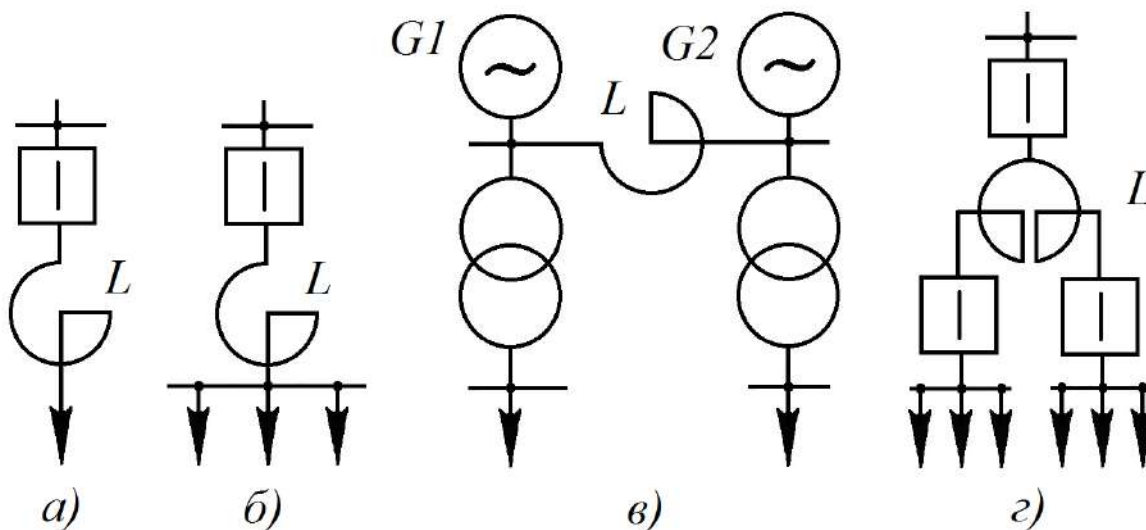


Рисунок 8.6 – Схемы включения реакторов: а – линейного; б – группового; в – секционного; г – сдвоенного

Токоограничивающее действие *линейного и группового реактора*, характеризуется его сопротивлением, которое определяется формулами (3.42), (3.43).

В нормальном режиме работы электроустановки и реакторе имеют место потери активной и реактивной мощности. При прохождении по реактору тока короткого замыкания, превышающего его номинальный ток в 10–20 раз, падение напряжения в реакторе увеличится во столько же раз. Поскольку реакторы не имеют стального сердечника, пропорциональность падения напряжения току в них сохраняется во всем диапазоне проходящих токов. Так как ток короткого замыкания практически чисто индуктивный, падение напряжения можно считать равным потере напряжения. Это значение называется *остаточным напряжением* на сборных шинах

перед реактором, которое, в целях обеспечения бесперебойности работы потребителей 6-10 кВ, должно составлять не менее 70–65%  $U_{ном}$ . Таким образом, линейные реакторы выполняют двойную функцию:

1) снижение токов короткого замыкания в распределительной сети СЭС, что позволяет потребителям устанавливать коммутационные аппараты с меньшими значениями отключаемого тока и мощности КЗ;

2) создание и поддержание остаточного напряжения на сборных шинах, достаточного для надежной работы потребителей неповрежденного участка СЭС (при трехфазном КЗ за реактором в точке повреждения напряжение равно нулю).

*Секционные реакторы* ограничивают ток короткого замыкания на сборных шинах электростанций и подстанций. По сравнению с линейными реакторами они оказывают меньшее токоограничивающее действие, которое зависит от соотношения сопротивления реактора и обобщенных сопротивлений питающих ветвей.

В отличие от линейных для секционных реакторов характерны небольшие потери мощности, энергии и напряжения в нормальном режиме работы электроустановки.

Ветви *сдвоенного реактора* выполняют на одинаковый номинальный ток, а средний вывод – на удвоенный номинальный ток ветви.

За номинальное сопротивление сдвоенного реактора принимают сопротивление ветви обмотки при отсутствии тока в другой ветви, по формулам (3.44) и (3.45).

Преимуществом сдвоенного реактора является то, что в зависимости от направления токов в обмотках индуктивное сопротивление его может изменяться. Это свойство используется для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при коротких замыканиях.

Подключение источника к средней точке сдвоенного реактора определяет сквозной или двухцепной режим.

За счет взаимной индуктивности падение напряжения в сдвоенном реакторе меньше, чем в одиночном с таким же индуктивным сопротивлением.

При коэффициенте связи  $K_{св} = 0,5$  падение напряжения в сдвоенном реакторе вдвое меньше по сравнению с обычным реактором с тем же сопротивлением и тем же номинальным током. Поэтому сдвоенные реакторы обладают лучшими характеристиками в отношении потерь напряжения и реактивной мощности в нормальном режиме, без снижения токоограничивающей способности при коротком замыкании.

**Токоограничивающие предохранители** изготавливаются на напряжение 6–35 кВ, отличаются простотой конструкции и относительно небольшой стоимостью. Они обеспечивают защиту электроустановок при условии, если

$$i_{yскв} < i_{yрасч}, \quad (8.1)$$

где  $i_{yскв}$  – ударное значение сквозного тока (ток ограничения);  $i_{yрасч}$  – расчетный ток, который возник бы в сети при отсутствии в ней предохранителя.

Токоограничивающие предохранители характеризуются следующими показателями: номинальным напряжением, током патрона и током плавкой вставки, который не должен превышать номинального тока патрона

предохранителя, а также наибольшим и наименьшим токами отключения, зависимостями времени плавления вставки  $t_{пл}$ , времени отключения  $t_{откл}$  и тока ограничения  $i_{yскв}$  от периодической составляющей  $I_{расч} = I_K^{(3)}$  расчетного тока КЗ.

Токоограничивающее действие предохранителей определяется номинальным током плавкой вставки  $I_{ном пл}$ , а также значениями периодической составляющей и ударного тока КЗ при отсутствии в сети предохранителя (рис. 8.7).

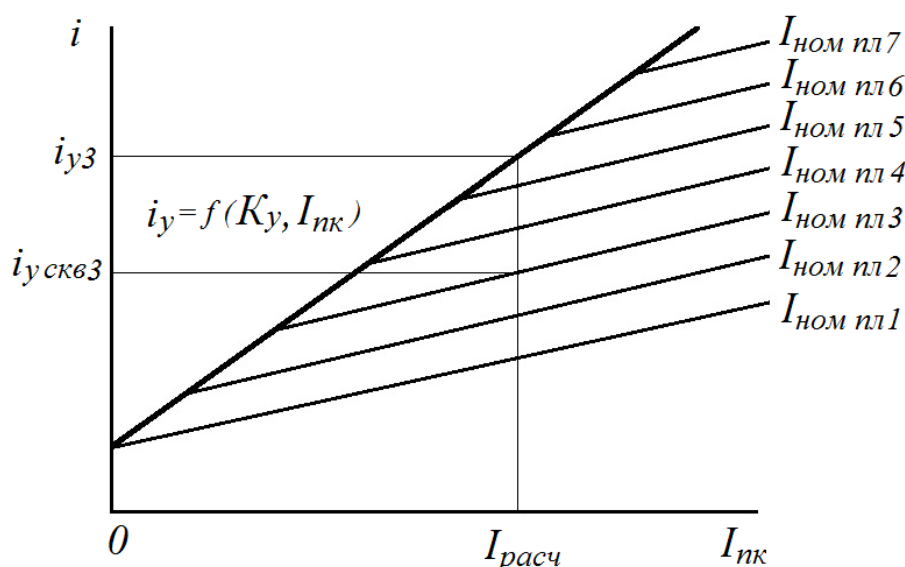


Рисунок 8.7 – Характеристика токоограничения предохранителя

Однако у предохранителей наряду с простотой конструкции и невысокой стоимостью имеются и недостатки: одноразовое действие, плохая совместимость с устройствами релейной защиты и автоматики, нестабильность токовременных характеристик, ограниченная зона использования, пониженная надежность. Поэтому они используются в системах электропитания неответственных потребителей.

### 8.3. Оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях

Одним из факторов, существенно влияющих на уровень однофазных токов КЗ, является эквивалентное сопротивление нулевой последовательности  $X_{Э0}$  сети относительно точки КЗ. Увеличение этого сопротивления приводит к уменьшению токов несимметричных КЗ на землю. На практике применяют искусственное увеличение сопротивления некоторых ветвей сети, оказывающих влияние на  $X_{0эк}$ . Такими ветвями являются цепи заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов. Изменение способа заземления нейтралей трансформаторов приводит к изменению режима заземления соответствующей сети, что вызывает изменение условий работы изоляции трансформаторов при коммутационных и атмосферных перенапряжениях.

Возможность изменения режима заземления нейтралей ограничена рядом условий.

1. Силовые трансформаторы 220 кВ и выше не могут работать с разземленной нейтралью.

2. Значения одноминутного испытательного напряжения изоляции нейтрали силовых трансформаторов 110, 150 и 220 кВ составляют соответственно 100, 130 и 200 кВ. Они могут быть приняты за расчетные предельные напряжения в нейтралях соответствующих трансформаторов в режиме КЗ на землю.

3. Сети 110 кВ должны быть эффективно заземлены, т.е. таким образом, чтобы напряжение на неповрежденных фазах при КЗ на землю в любой точке не превышало 80% линейного напряжения сети или  $1,4U_{\phi \text{ ном}}$ . Это условие связано с установкой в сетях, так называемых 80%-ных разрядников и ограничителей перенапряжения.

4. По условиям работы выключателей желательно, чтобы токи однофазного и двухфазного КЗ на землю в любой точке сети не превышали тока трехфазного КЗ в этой же точке. Это требование выполняется, если  $X_{0\text{эк}}/X_{1\text{эк}} > 1$ . Следовательно, при выборе режима заземления сетей напряжением 110 кВ, определяемого режимом заземления нейтралей трансформаторов, необходимо выполнить условия:

- а) соотношения ТКЗ  $I_K^{(1)}/I_K^{(3)} \leq 1$  и  $I_K^{(1.1)}/I_K^{(3)} \leq 1$ ;
- б) коэффициента заземления сети  $K_{зN} = U_{\phi N}/U_{\text{ном}} < 0,8$ ;
- в) напряжения нейтрали трансформатора и допустимого напряжения нейтрали трансформатора  $U_{NT} < U_{NT \text{ доп}}$ ;
- г) импульсного напряжения нейтрали трансформатора и импульсного допустимого напряжения нейтрали трансформатора  $U_{NT \text{ имп}} < U_{NT \text{ имп доп}}$ .

При выполнении перечисленных условий ограничить токи КЗ на землю можно путем (рис. 8.8):

- разземления нейтралей (соединение нейтрали с землей через заземляющие ножи) нескольких трансформаторов, установленных в сети.
- включением в нейтралы силовых трансформаторов реакторов или резисторов.

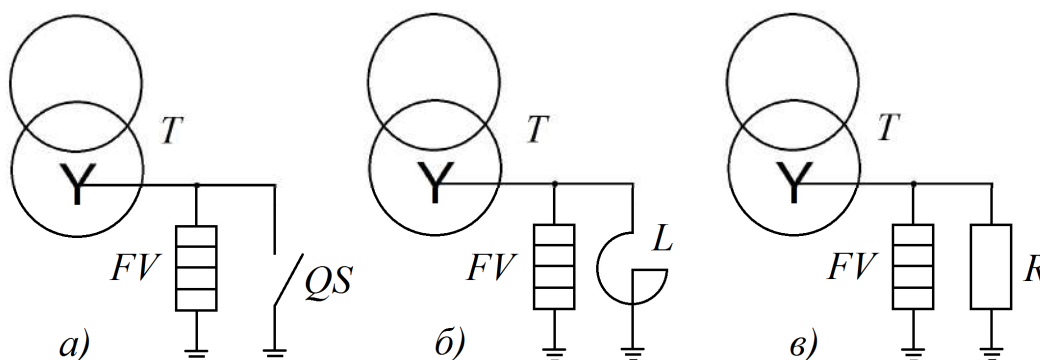


Рисунок 8.8 – Варианты заземления нейтрали трансформатора:  
а – через заземляющие ножи; б – через реактор; в – через резистор

Реакторы при одном и том же сопротивлении, что и резисторы, более эффективно ограничивают токи КЗ. При одной и той же степени ограни-

чения токов напряжение нейтрали трансформатора при использовании реактора оказывается ниже, чем при использовании резистора. Но применение резистора позволяет достичь более быстрого затухания апериодической составляющей токов КЗ.

#### **8.4. Регулирование токов короткого замыкания на стадии проектирования СЭС**

При проектировании систем электроснабжения расчетные уровни токов короткого замыкания и мощности КЗ характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных режимах и определяют выбор сечения шин, токопроводов, проводов и кабелей, отключающую и коммутационную способности аппаратов, электродинамическую и термическую стойкость токоведущих частей и конструкцию электрооборудования. Выбор и проверка электрооборудования по факторам аварийного режима КЗ не только означает предъявление более жестких требований к его техническим характеристикам, но и увеличивает соответствующий рост его стоимостных показателей.

На различных стадиях проектирования СЭС решаются технико-экономические задачи выбора способа регулирования (ограничения – повышения) уровней токов КЗ и мощностей КЗ до значений, допустимых параметрами электрооборудования, которое экономически целесообразно применять.

В процессе проектирования будущей реконструкции, сопровождающейся развитием СЭС с включением новых источников электрической энергии, возникает задача ограничения уровней ТКЗ и мощностей КЗ, если они превышают технические параметры установленного оборудования. При решении этой задачи используются различные методы, связанные с увеличением сопротивления цепи короткозамкнутой цепи, локализации в аварийном режиме источников питания и отключения поврежденного участка электрической сети.

В проектировании СЭС используются следующие методы ограничения уровней ТКЗ:

- 1) выбор соответствующей структуры и схемы электрических соединений элементов СЭС;
- 2) стационарное и автоматическое деление электрической сети;
- 3) выбор режима ее предстоящей эксплуатации;
- 4) выбор схем коммутации;
- 5) применение оборудования с повышенным сопротивлением  $R$  и  $X$ ;
- 6) использование быстродействующих коммутационных аппаратов;
- 7) изменение режима нейтрали элементов сети и электромагнитное преобразование параметров режима и системы.

Структура и схемы электрических соединений элементов СЭС выбираются на стадии ее проектирования и реконструкции. В основу принимаемых решений закладываются следующие принципы [18]:

- продольное разделение сетей одинакового уровня напряжения при размещении их на территориально различных участках объекта электроснабжения и связь их через сеть более высокого напряжения (рис 8.9, а);



- поперечное разделение сетей одинакового напряжения, если они территориально совмещены, но связаны через сеть более высокого напряжения (рис. 8.9. б);

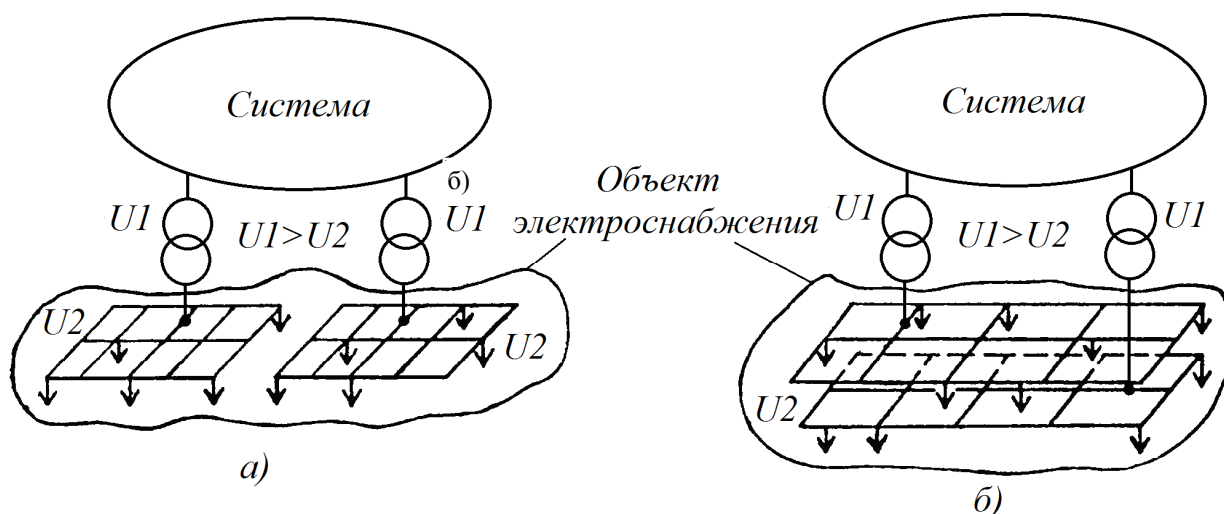


Рисунок 8.9 – Разделение электрической сети:  
а – продольное; б – поперечное

- раздельное питание узлов нагрузки от источников электрической энергии с обеспечением их параллельной работы через связи в электрической сети и с использованием блочных соединений «генератор – трансформатор – линия»;

- разукрупнение приемных подстанций и поэтапное создание в СЭС глубоких вводов высокого напряжения;

- применение раздельной работы линий, секций шин, трансформаторов на всех ступенях распределения электрической энергии;

- использование разомкнутых распределительных сетей и широкое внедрение в них токопроводов, шинных и кабельных магистральных линий, которые обладают токоограничивающим действием самой сети.

При проектировании схем СЭС необходимо руководствоваться рядом важных требований:

- использовать максимальное приближение источников питания к электроприемникам. В длительных режимах используется централизованное электроснабжение от системы через один или несколько приемных пунктов. Для СЭС крупных предприятий характерным является наличие нескольких источников питания цепи КЗ: собственные источники электрической энергии в виде генераторов ТЭЦ, подстанций связи с районной электрической системой, синхронные компенсаторы, а также синхронные и асинхронные двигатели. Долевое участие каждого источника в питании места КЗ зависит от их мощности и электрической удаленности. Приближение основного источника питания означает уменьшение количества промежуточных трансформаций в СЭС, уменьшение количества элементов сети, рассчитываемых на более высокие напряжения, а, следовательно, на меньшие рабочие токи и ТКЗ. Все источники питания предприятия с целью резервирования связываются между собой токопроводами, КЛ или ВЛ на питающем или вторичном напряжениях. При этом наряду с резервированием большего количества силовых элементов коммутация на первичном



напряжении позволяет использовать аппараты с меньшими значениями коммутируемых ТКЗ, а на вторичном напряжении – использовать аппараты с меньшими уровнями мощности КЗ;

- предусматривать секционирование всех ступеней распределения электрической энергии в СЭС. Это требование связано с выбором числа и мощности трансформаторов подстанций глубокого ввода и ТП, количества и пропускной способности распределительных пунктов и питающих линий. Секционирование СЭС позволяет увеличить электрическое сопротивление сети протеканию ТКЗ, предотвратить системное развитие аварии и локализовать место КЗ;

- обосновывать выбор конфигурации электрической сети (радиальной, магистральной, радиально-магистральной) по факторам надежности, потери мощности и энергии, расхода цветного металла и другим показателям;

- использовать ступенчатое токоограничение в СЭС, при котором токоограничивающие устройства или элементы сети, обладающие токоограничивающим действием, устанавливаются на нескольких последовательных ступенях распределения электрической энергии.

Выбор режима реконструируемой СЭС тесно связан со схемными решениями. Для длительных режимов рекомендуется раздельная работа силовых трансформаторов подстанций, шин и распределительных пунктов. Совместно с раздельной работой источников электрической энергии разукрупнение подстанций и секционирование всех ступеней распределения электрической энергии дают возможность получить в нормальном режиме наибольшее сопротивление цепи ТКЗ. В нормальном режиме все секции распределительных устройств работают независимо, а необходимая степень бесперебойности электроснабжения достигается при использовании автоматического включения резерва. Кольцевые схемы электроснабжения целесообразно эксплуатировать с разомкнутым секционным выключателем на одной из подстанций.

Подобные рекомендации по выбору режима СЭС при наличии в ней крупных электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой не всегда приемлемы. При ограниченной мощности источника электрической энергии крупные электроприемники соизмеримой с ним мощности создают набросы и сбросы активной и реактивной нагрузок, которые вызывают недопустимые размахи напряжения. Для обеспечения качественного электроснабжения таких электроприемников эффективными средствами являются: повышение уровня ТКЗ, применение повышенных напряжений, раздельное электроснабжение.

Схемы питания СЭС при проектировании внешнего электроснабжения крупных предприятий выбираются на основе фактической мощности короткого замыкания, поступающей от системы, требуемой степени бесперебойности электроснабжения, состава и территориального размещения электроприемников. При этом необходимо также оценивать уровни ТКЗ, генерируемые СД и АД, а также возможности дальнейшего развития СЭС.

Для уменьшения ТКЗ следует разукрупнять по мощности подстанции СЭС или применять схемы электрических соединений, ограничивающие уровень ТКЗ на шинах вторичного напряжения.

Ограничение уровней ТКЗ и мощности КЗ на стадии проектирования предусматривает применение электрооборудования с повышенным электрическим сопротивлением как общесетевого, так и специального назначе-

ния. Целесообразно выбирать элементы сети с большим реактивным и активным сопротивлениями, изменять число и мощность трансформаторов, применять трансформаторы с повышенным относительным напряжением КЗ, ВЛ и токопроводы с увеличенным расстоянием между фазами, протяженные шинопроводы и др.

Существенным фактором регулирования значений токов КЗ, которые протекают в контурах проводники – земля, является изменение режима нейтрали электрической сети (см. п. 8.3). Заземление нейтралей элементов через цепи с дополнительными сопротивлениями приводит к изменению эквивалентного сопротивления нулевой последовательности. Эта же цель может быть достигнута заменой автотрансформаторов в узловых точках сети трансформаторами такой же мощности с соединением фазных обмоток по схеме «звезда–звезда». Использование заземления нейтрали облегчает решение важных задач эксплуатации (обеспечение допустимых уровней перенапряжений и необходимой изоляции, требований безопасности, надежности и др.), но повышает значение ТКЗ на землю. Поэтому выбор и изменение режима нейтрали сети или ее элементов должны решаться комплексно путем технико-экономического обоснования.

Электромагнитное преобразование параметров режима и системы связано: с передачей мощности потребителям на выпрямленном напряжении; инвертированием и изменением частоты тока; преобразованием трехфазной системы напряжений в однофазную; преобразованием системы напряжения в систему тока. В СЭС такие преобразования параметров являются односторонними и выполняются в основном с целью питания специальных групп электроприемников – сварочных машин, промышленного и муниципального электротранспорта. Электрооборудование, реализующее эти функции, играет роль токоограничивающих устройств за счет исключения подпитки места КЗ от подключенных за ними узлов нагрузки и местных источников при этом в режимах КЗ исключается обратная передача мощности в питающую сеть.

В протяженных сетях напряжением до 1 кВ возникает опасность длительного (более допустимого по нормативам времени отключения КЗ, т.е. свыше 0,4 с) нахождения металлических корпусов электрооборудования под напряжением в случае возникновения однофазных КЗ. Так, например, в сетях 0,38 кВ, напряжение на зануляемых частях электрооборудования при замыканиях на корпус и отсутствии повторных заземлений нейтрали может превысить 140 В. Для ускорения срабатывания защитных аппаратов требуется увеличение тока однофазного КЗ.

Повышение токов однофазных КЗ в сетях напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью связано с использованием следующих мероприятий (см. гл. 6): сокращением длины линий; уменьшением сопротивления петли фаза–нуль (путем приближения в ВЛ нулевого проводника к фазным, повышением сечения проводников, заменой ВЛ на КЛ); увеличением мощности ТП.

Если не удастся повысить ток однофазного КЗ до требуемого уровня, то нужно применять специальные устройства защитного отключения.

Таким образом, на стадии проектирования СЭС проблема регулирования уровней ТКЗ и мощности КЗ является многовариантной задачей и представляет собой совокупность мер комплексного решения целого ряда вопросов оптимального выбора параметров электрооборудования и режимов его работы.

## **8.5. Ограничение токов короткого замыкания при эксплуатации СЭС**

Реализация принятых в процессе проектирования мер по ограничению тока короткого замыкания помимо выбора структуры СЭС, схем соединения элементов и режимов эксплуатации предусматривает применение специальных технических средств. Остановимся более подробно на этом электрооборудовании, которое благодаря своему специальному конструктивному исполнению ограничивает значение и/или продолжительность воздействия токов КЗ, либо используется в схемах соединения элементов, выполняющих эти функции.

К специальным техническим средствам относятся:

- аппараты и устройства, реализующие автоматическое деление сети;
- силовые трансформаторы с особым исполнением конструкции и соединения фазных обмоток;
- токоограничивающие элементы и устройства;
- токоограничивающие коммутационные аппараты;
- устройства изменения режима работы нейтрали силовых трансформаторов.

Автоматическое деление сети (см. п. 8.2) используется, как правило, в схемах внешнего электроснабжения крупных предприятий в сетях напряжением 35 кВ и выше. Для реализации применяются устройства противоаварийной автоматики и коммутационные аппараты, устанавливаемые на мощных присоединениях, между секциями распределительных устройств и на вводах.

Система противоаварийной автоматики включают в себя релейную защиту, реагирующую на появление КЗ, устройства автоматического выполнения последовательного отключения коммутационных аппаратов, устройства автоматической частотной разгрузки, автоматическое повторное включение и АВР. Средства последовательного ступенчатого отключения тока короткого замыкания должны обладать высокой надежностью и быстродействием как при отключении КЗ, так и при восстановлении исходного режима. Их коммутационные аппараты должны выдерживать полный сквозной ток короткого замыкания и возможность включения без повреждений на КЗ.

Силовые трансформаторы, создаваемые с учетом необходимости ограничения ТКЗ на шинах вторичного напряжения, используют свои конструктивные особенности. Известно, что напряжение КЗ определяется номинальным напряжением и номинальной мощностью трансформатора и связано с геометрическими размерами его обмоток. Так, между обмотками среднего напряжения и высшего напряжения у трехобмоточных трансформаторов оно меньше, чем между обмотками низшего и высшего напряжения.

У трансформаторов, выполненных с расщепленными обмотками низшего напряжения (рис. 3.15, 8.4, б), части расщепленной обмотки размещаются симметрично относительно обмотки высшего напряжения и имеют самостоятельные выводы, допускающие произвольное распределение нагрузки между обмотками. Ограничение мощности КЗ конструктивно достигается получением большего значения напряжения КЗ между частями расщепленной обмотки.

В ограничении несимметричных токах КЗ существенное значение имеет схема соединения фазных обмоток трансформаторов. Например, из схемы замещения нулевой последовательности по определению следует, что она включает только те ветви, по которым циркулируют токи нулевой последовательности. Следовательно, участки электрической сети, находящиеся за соединенными в треугольник обмотками, будут отделены от места однофазного короткого замыкания (рис. 4.7).

Токоограничивающие реакторы (рис. 3.16, 3.17, 8.6) обладают малым активным и значительным индуктивным сопротивлением. Они включаются в различных точках электрической сети для снижения токов КЗ за реактором и сохранения требуемого уровня остаточного напряжения в узловых точках перед реактором.

В зависимости от места включения различают реактирование присоединений, вводов, секций и их сочетания (рис. 8.6). Конструктивно реакторы выпускаются одноцепными и сдвоенными (расщепленными). Отличие сдвоенного реактора от одноцепного заключается в наличии среднего вывода обмотки.

С целью уменьшения капитальных затрат применяют групповые реакторы вместо индивидуальных в цепях присоединений, вводов и схем коммутации подстанций. Однако в подобных схемах, содержащих групповые реакторы на большие номинальные токи и с большим реактивным сопротивлением, возможны значительные размахи напряжения, вызываемые изменением нагрузки. Этот недостаток устраняется включением сдвоенных реакторов с обеспечением равномерной загрузки их ветвей, хотя при наличии резкопеременной нагрузки снижение размахов напряжения достигается только частично.

Секционные реакторы ограничивают ТКЗ на сборных шинах и присоединениях. По сравнению с линейными реакторами они оказывают меньшее токоограничивающее действие, так как рассчитываются на большие номинальные токи, протекающие между секциями при нарушении нормального режима их раздельной работы.

Эффект токоограничения предохранителей (рис. 8.7) используется для защиты электроустановок в сетях напряжением 6–35 кВ.

Специальные автоматические выключатели (токоограничивающие и выключатели с ограничителями) применяются в сетях напряжением до 1 кВ для снижения амплитуды тока короткого замыкания в течение времени отключения. Токоограничивающее действие коммутационных аппаратов заключается в их быстродействии, соизмеримом с периодом изменения тока короткого замыкания. При этом выполняется ограничение по амплитуде и длительности возникшего тока короткого замыкания.

Электродинамическое и термическое действие тока короткого замыкания уменьшается при использовании защитных аппаратов, время срабатывания которых менее 5 мс. Ограничение сверхтоков достигается быстрым введением в электрическую цепь больших сопротивлений. Для этой цели используется сопротивление электрической дуги, образующейся между размыкающими контактами выключателя или в специальных элементах (ограничителях). Быстрое нарастание сопротивления электрической дуги реализуется отбросом контактов выключателя под действием электродинамических сил, вызываемых протекающим током короткого замыкания, или в результате срабатывания быстродействующих электромагнитных элементов.

## **Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования**

1. По каким свойствам, характеристикам и последствиям оцениваются показатели качества электромагнитных переходных процессов?
2. В чем заключается противоречие в обеспечении необходимых уровней токов и мощности КЗ для систем электроснабжения?
3. Что необходимо для решения проблемы координации параметров электрооборудования СЭС с существующими и ожидаемыми уровнями токов короткого замыкания?
4. Какие методы применяются для ограничения токов короткого замыкания?
5. Каковы методы оптимизации структуры и параметров электрической сети?
6. В чем особенность методов стационарного и автоматического деления сети?
7. Какие средства и методы ограничения токов короткого замыкания применяются в электрических системах?
8. Какие средства ограничения токов короткого замыкания применяются в системах электроснабжения?
9. Какие схемы включения токоограничивающих реакторов применяются в системах электроснабжения?
10. Какими показателями характеризуются токоограничивающие предохранители?
11. Какой фактор существенно влияет на уровень однофазных токов КЗ в сети.
12. Рядом каких условий ограничена возможность изменения режима заземления нейтрали сетей?
13. Какие условия необходимо выполнить при выборе режима заземления нейтралей трансформаторов сетей напряжением 110 кВ?
14. Как оценивается опасность последствий КЗ для силового электрооборудования СЭС?
15. Какими показателями оценивается влияние токов и мощности КЗ на режимы работы СЭС и ее элементов?
16. Какими факторами обусловлены значения ТКЗ и мощности КЗ при проектировании СЭС?
17. Как формулируется задача регулирования ТКЗ и мощности КЗ на различных стадиях проектирования СЭС?
18. Какие основные факторы учитываются при проектировании будущей реконструкции СЭС?
19. Какие основные методы ограничения ТКЗ и мощности КЗ используются в проектных решениях?
20. Какие принципы кладутся в основу проектирования и реконструкции структуры и схемы СЭС?
21. Какими требованиями руководствуются при проектировании схем систем электроснабжения?
22. Какова особенность схемных решений реконструируемой СЭС?
23. Какова особенность схемных решений реконструируемой СЭС с крупными электроприемниками резкопеременной и ударной нагрузки?
24. По каким показателям выбираются схемы проектируемых СЭС?

25. Какие основные варианты схем подстанций применяются для ограничения токов КЗ?
26. Какие требования к применяемому электрооборудованию предусматривают ограничение ТКЗ и мощности КЗ?
27. Какое влияние на значение ТКЗ и почему имеет режим заземления нейтрали СЭС?
28. Какова функция электромагнитного преобразования параметров режима и системы СЭС?
29. Какими особенностями характеризуются протяженные сети напряжением до 1 кВ?
30. Какие мероприятия используются для повышения однофазных ТКЗ в протяженных сетях напряжением до 1 кВ?
31. Какое техническое средство нужно применять в случае невозможности повышения однофазных ТКЗ в протяженных внутризаводских сетях напряжением до 1 кВ?
32. Как формулируется проблема регулирования уровней ТКЗ и мощности КЗ на стадии проектирования?
33. В чем состоит специфика методов ограничения ТКЗ при эксплуатации СЭС?
34. Что относится к специальным техническим средствам ограничения уровней ТКЗ и мощности КЗ?
35. В каких случаях целесообразно применение средств для автоматического деления сети?
36. Что относится к средствам противоаварийной автоматики и какие требования к ним предъявляются?
37. Какие конструктивные особенности силовых трансформаторов позволяют ограничить ТКЗ?
38. Каково назначение и особенности схем включения токоограничивающих реакторов?
39. В чем состоят преимущества и недостатки токоограничивающих предохранителей?
40. Как ограничивается электродинамическое и термическое действие токов короткого замыкания?

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Переходные процессы в электроэнергетических системах происходят как при нормальных условиях эксплуатации – включении и отключении электрических нагрузок, источников питания, отдельных линий электропередачи, так и при авариях – коротких замыканиях, обрывах фаз, пусках крупных электрических машин и т.п. При изучении происходящих явлений в ЭЭС и СЭС переходный процесс разделяется на две стадии. На первой стадии из-за большой инерции вращающихся электрических машин в ЭЭС преобладают электромагнитные изменения. Эта стадия длится от нескольких сотых до одной-двух десятых секунды и называется *электромагнитным переходным процессом*. На второй стадии все больше проявляются механические свойства вращающихся электрических машин и генераторов системы, которые начинают оказывать существенное влияние на переходные процессы. Эта стадия относится к *электромеханическим переходным процессам*.

В системах электроснабжения многих городов, сельскохозяйственных районов и ряда промышленных предприятий из-за относительно малых возмущений при большой удаленности аварийного участка системы электроснабжения от шин генераторов электростанций энергосистемы весь переходный процесс практически можно рассматривать как электромагнитный. В большинстве систем электроснабжения возможно сосредоточиться на рассмотрении электромагнитной стадии переходного процесса и сконцентрироваться на изучении его аварийной составляющей. Поэтому в названии дисциплины присутствует термин *процесс*, входящий в более широкое понятие *режима ЭЭС*.

Переходные процессы и режимы возникают в результате изменения параметров системы, вызванных возмущающими воздействиями, что приводит к появлению отклонений параметров режима, вплоть до аварийных последствий. Переходные процессы в электроэнергетических системах, в системах электроснабжения и в узлах нагрузки рассматриваются исходя из двух аспектов: взаимного влияния электроприемников при переходных процессах и влияния возникающих процессов на работу других потребителей; влияния переходных процессов в нагрузке систем электроснабжения на режим электроэнергетической системы.

В ЭЭС и их СЭС токи короткого замыкания оказывают значительное влияние на электробезопасность, надежность и экономические показатели работы. Исследования и расчеты переходных процессов необходимы для решения важных задач при проектировании, сооружении, выборе, эксплуатации, защите электроустановок и электрооборудования рассматриваемых систем. Для решения подобных вопросов необходимо знать наиболее тяжелые параметры переходных процессов – параметры режима процесса короткого замыкания.

Выбор методики расчета тока короткого замыкания зависит от требований, предъявляемых к получаемым результатам. Для большинства практических задач вводятся такие допущения, которые упрощают расчеты, обеспечивая приемлемую точность.

Анализ переходных процессов для трехфазных симметричных электрических сетей производится путем решения дифференциальных уравнений, составленных на основе законов Кирхгофа или метода контурных токов. Полное решение линейного дифференциального уравнения с постоян-

ными коэффициентами находится в виде суммы частного решения неоднородного и общего решения соответствующего однородного уравнения. Анализ переходного процесса представляется как результат наложения двух режимов: принужденного и свободного, что является удачной математической моделью, позволяющей упростить расчет переходных процессов в линейных цепях, для которых применим принцип суперпозиции. Классический метод анализа переходных процессов заключается в непосредственном интегрировании дифференциальных уравнений. Зависимые значения начальных условий, определяются по независимым начальным значениям из законов Кирхгофа для новой схемы, возникшей после коммутации. Свободная составляющая тока короткого замыкания в электроустановке, изменяющаяся во времени без перемены знака, в соответствии с установленной в электроэнергетике стандартной терминологией называется *aperиодической составляющей* тока КЗ. Принужденный ток является периодическим током или в соответствии с установленной в электроэнергетике стандартной терминологией *периодической составляющей* тока КЗ. В соответствии с первым законом коммутации переход тока предшествующего режима в ток КЗ описывается неразрывной кривой. Наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания в одной из фаз трехфазной электрической сети, когда КЗ происходит в момент прохождения напряжения этой фазы через нулевое значение, а до возникновения короткого замыкания ток в цепи отсутствовал, называется *ударным током КЗ*.

Во время переходных процессов в ЭЭС происходят изменения ЭДС, токов, напряжений, угловых скоростей роторов и механических моментов вращающихся машин. Одновременно изменяются уровни энергии, запасенной во всех электрических и механических элементах системы. Проведение исследований этих процессов удобно проводить с помощью моделей. Для электроэнергетики это представляет особый интерес, так как открываются возможности для проведения анализа сложных процессов, разложения этих процессов на составляющие и осуществления целенаправленного их изменения в желаемом направлении. Применение моделей в экстремальных задачах создает возможность эффективной автоматизации управления нормальными и аварийными условиями, а также весьма успешно используется в научных исследованиях сложных переходных процессов.

Расчет электромагнитного переходного процесса обычно включает вычисление токов и мощности в рассматриваемой схеме при заданных условиях. Расчет ТКЗ проводится с учетом ряда допущений, используя схемы замещения. Параметры элементов схем замещения могут быть определены в именованных или относительных единицах, приведенных к базисным условиям. При субъективности выбора базисных условий окончательный результат расчета не зависит от этого выбора.

Инженерные расчеты, в том числе и токов КЗ, являются приближенными, точность которых определяется, в первую очередь, точностью исходных данных. Исходными данными расчетов могут быть номинальные паспортные данные электрооборудования или элементов электрической сети, нормативные значения и коэффициенты, данные различных измерений, эмпирические и теоретические коэффициенты, результаты предшествующих расчетов.

Наряду с рассмотрением симметричных переходных процессов в ЭЭС наблюдаются и несимметричные режимы, которые возникают вслед-



ствие несимметричных коротких замыканий. Для анализа и расчета подобных режимов используется метод симметричных составляющих, основанный на математической теории многофазных электрических систем при неодинаковых условиях работы фаз. Основное положение метода заключается в том, что любую несимметричную систему токов можно разложить па три *симметричные составляющие* системы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Предполагается, что симметричные составляющие одновременно циркулируют в рассматриваемой сети в несимметричном режиме. При анализе процесса несимметричного КЗ выделяют одну из фаз, называемую *особой*, поскольку условия в ней отличаются от условий других фаз.

В соответствии с методом симметричных составляющих и *правилом эквивалентности прямой последовательности* считается, что токи обратной и нулевой последовательностей и всех симметричных составляющих напряжений в точках несимметричных коротких замыканий разных видов пропорциональны току, прямой последовательности. Поэтому задача расчета любого несимметричного короткого замыкания в первую очередь состоит в определении с достаточной точностью тока прямой последовательности в месте замыкания по комплексным схемам замещения.

Токи короткого замыкания в системах электроснабжения изменяются во времени под действием различных факторов. Одни из наибольших изменений происходят под действием системы *автоматического регулирования возбуждения* генераторов электростанций. Взаимодействие во времени таких факторов как размагничивающее действие реакции статора синхронных генераторов электростанций, затухание свободных токов, действие АРВ на ток КЗ, наличие мощных нагрузок системы электроснабжения обуславливают изменение тока переходного процесса в произвольный момент времени. Подробный анализ переходных процессов и точный расчет токов КЗ в произвольный момент времени для сложных СЭС весьма затруднителен. Однако при отсутствии потребности в высокой точности значений токов КЗ для инженерного проектирования используют приближенные методы расчета, одним из которых является нормативный метод *типовых кривых*. Метод типовых кривых был разработан в связи с тем, что одноименные параметры современных генераторов разной мощности, в отличие от довоенных генераторов, отличаются друг от друга в разы, поэтому усреднять их, как это было сделано в методе *расчетных кривых*, разработанных в сороковые годы прошлого века, нельзя. Новый подход, исключающий усреднение параметров генераторов, основан на том, что периодическая составляющая тока КЗ от каждого генератора в любой момент времени отнесена к начальному значению этой составляющей. Это позволило получить единые, так называемые  *типовые кривые*. Одновременно был разработан и оригинальный метод определения электрической удаленности точки КЗ от генератора, применимый не только при радиальной расчетной схеме, но и при схеме любой сложности.

Распределительные сети – воздушные и кабельные электрические сети напряжением 6–35 кВ, по которым электроэнергия передается потребителям от центра питания, имеют протяженность, оцениваемую сотнями тысяч километров. Распределительные сети напряжением 6–35 кВ эксплуатируются в режиме изолированной нейтрали (примерно 80 % сетей) и в режиме заземления через дугогасящий реактор (примерно 20 % сетей). Наиболее частым видом повреждений в сетях 6–35 кВ являются *однофаз-*

ные замыкания на землю, составляющие до 75–90% от общего числа электрических повреждений. Нарушение изоляции одной фазы может привести к возникновению ОЗЗ, переходные процессы которого имеет значительные отличия от однофазных коротких замыканий в сетях с глухозаземленной нейтралью. Фазное напряжение в месте повреждения становится равным нулю, а напряжения других фаз увеличиваются в  $\sqrt{3}$  и более раз, хотя система междуфазных напряжений и режимы работы электроприемников потребителей практически не изменяются. Ток замыкания на землю по сравнению с током нагрузки относительно мал и, как правило, не вызывает перегрузки сети. Поэтому замыкание на землю считается не аварийным, но *анормальным* режимом. В режиме ОЗЗ поврежденная сеть может оставаться включенной. Время, за которое требуется отыскать и отключить возникшее в сети повреждение, обычно составляет 2 часа. Поэтому принципиальным условием для разрешенных режимов нейтрали распределительной сети является возможность определенного продолжительного времени работы сети с наличием ОЗЗ без отключения.

Режимы ОЗЗ в большинстве случаев требуют селективной *сигнализации* устойчивых замыканий, что упрощает схемы релейной защиты. Опыт эксплуатации СЭС показывает, что при ОЗЗ через дугу и малых значениях тока однофазного замыкания на землю дуга гаснет практически без повторных зажиганий и сопровождающих их перенапряжений. Длительная работа сетей 6–35 кВ с изолированной нейтралью допускается ПУЭ при емкостных токах замыкания на землю, не превышающих значения 10–30 А. При больших значениях тока ОЗЗ ПУЭ предписывают выполнять компенсацию емкостного тока замыкания на землю через дугогасящий реактор или через резистор.

Многие положения рассмотренных методов расчета тока короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1 кВ справедливы и для аналогичных расчетов в сетях напряжением до 1 кВ, при этом имеется ряд специфических особенностей, на которые следует обратить особое внимание: допускаются упрощенные методы расчетов токов КЗ, если их погрешность не превышает 10 %; необходимо учитывать параметры схемы – индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи; рекомендуется учитывать сопротивление электрической дуги, изменение активного сопротивления проводников вследствие их нагрева, влияние комплексной нагрузки; допускается максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ; токи КЗ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

Проблема координации (согласования) параметров электрооборудования ЭЭС и СЭС с существующими и ожидаемыми уровнями токов короткого замыкания требует анализа проектных материалов и условий эксплуатации электрооборудования электрических систем, оценки различных альтернативных путей решения проблемы координации и оптимизации уровней токов короткого замыкания и возможного влияния их на режим работы, устойчивость, надежность. Необходимо использование эффективных методов и средств регулирования токов КЗ, методик прогнозирования и оптимизации их уровней. В зависимости от предъявляемых требований, степени ограничения токов при различных видах короткого замыкания, рассматриваются различные методы ограничения токов КЗ:

схемные решения оптимизации структуры и параметров сети; стационарное или автоматическое деление сети; применение токоограничивающих устройств; оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях напряжением 6–35 кВ и 110 кВ.

При проектировании систем электроснабжения расчетные уровни токов короткого замыкания и мощности КЗ характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных режимах и определяют выбор сечения шин, токопроводов, проводов и кабелей, отключающую и коммутационную способности аппаратов, электродинамическую и термическую стойкость токоведущих частей и конструкцию электрооборудования. В основу принимаемых решений закладываются следующие принципы: продольное разделение сетей одинакового уровня напряжения при размещении их на территориально различных участках объекта электроснабжения и связь их через сеть более высокого напряжения; поперечное разделение сетей одинакового напряжения, если они территориально совмещены, но связаны через сеть более высокого напряжения; раздельное питание узлов нагрузки от источников электрической энергии с обеспечением их параллельной работы через связи в электрической сети и с использованием блочных соединений «генератор – трансформатор – линия»; разукрупнение приемных подстанций и поэтапное создание в СЭС глубоких вводов высокого напряжения; применение раздельной работы линий, секций шин, трансформаторов на всех ступенях распределения электрической энергии; использование разомкнутых распределительных сетей и широкое внедрение в них токопроводов, шинных и кабельных магистральных линий, которые обладают токоограничивающим действием самой сети.

Реализация принятых в процессе проектирования мер по ограничению тока КЗ помимо выбора структуры СЭС, схем соединения элементов и режимов эксплуатации предусматривает применение специальных технических средств: аппаратов и устройств, реализующих автоматическое деление сети; силовых трансформаторов с особым исполнением конструкции и соединения фазных обмоток; токоограничивающих элементов и устройств; токоограничивающих коммутационных аппаратов; устройств изменения режима работы нейтрали силовых трансформаторов.

## ГЛОССАРИЙ

**Автомат гашения поля (АГП)** – электрический аппарат, предназначенный для коммутации в цепи обмотки возбуждения крупных синхронных машин и машин постоянного тока.

**Автоматический ввод резерва; автоматическое включение резерва (АВР)** – способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

**Автоматическое повторное включение (АПВ)** – одно из средств релейной защиты, повторно включает отключившийся выключатель через определенное время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия.

**Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)**, процесс изменения по заданным условиям тока возбуждения электрических машин. Осуществляется на синхронных генераторах, мощных синхронных двигателях, синхронных компенсаторах, на генераторах и двигателях постоянного тока и на других специальных электрических машинах изменением напряжения на обмотке возбуждения. При этом изменяется сила тока возбуждения электрической машины и, как следствие, основной магнитный поток и эдс в обмотках якоря. АРВ синхронных генераторов осуществляется в основном с целью обеспечения заданного напряжения в электрической сети, а также для повышения устойчивости их параллельной работы на общую сеть.

**Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)** – один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

**Агропромышленный комплекс (АПК)** – особая сфера экономики, которая включает совокупность отраслей, производящих различные виды продовольственных и других товаров из сельскохозяйственного сырья.

**Анализ** (разложение, расчленение) – операция мысленного или реального расчленения объекта исследования (предмета, свойства, процесса или отношения между предметами) на составные части, выполняемая в процессе познания или предметно-практической деятельности человека. Метод анализа позволяет получить необходимую информацию о структуре объекта исследования, а также выделить из общей массы фактов те, которые непосредственно относятся к рассматриваемому вопросу.

**Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в электроустановке.** Свободная составляющая тока короткого замыкания в электроустановке, изменяющаяся во времени без перемены знака [6].

**Близкое короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуда периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и в произвольный моменты времени существенно отличается [6].

**Вероятностные характеристики КЗ** – совокупность характеристик, описывающих вероятностный характер различных параметров в условиях КЗ [6].

**Видоизменяющееся короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке с переходом одного вида короткого замыкания в другой [6].

**Воздушная линия электропередачи (ВЛ)** – линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов. [4].

**Высокое напряжение.** Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 35 кВ, но не превышает 220 кВ [8].

**Двойное короткое замыкание на землю в электроустановке.** Совокупность двух однофазных коротких замыканий на землю в различных, но электрически связанных частях электроустановки [6].

**Двухфазное короткое замыкание.** Короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной электроэнергетической системе [6].

**Двухфазное короткое замыкание на землю.** Короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются две фазы [6].

**Двухцепная линия электропередачи.** Линия электропередачи, имеющая два комплекта фазных или разнополярных электрических проводов [4].

**Действующее значение тока короткого замыкания в электроустановке.** Среднее квадратическое значение тока короткого замыкания в электроустановке за период рабочей частоты, середина которого есть рассматриваемый момент времени [6].

**Доза фликера** – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени [3].

**Гармонический состав тока короткого замыкания.** Совокупность синусоидальных токов различных частот, на которые может быть разложен ток короткого замыкания [6].

**Глубокий ввод.** Система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, характеризуемая наименьшим числом ступеней трансформации [4].

**Глухозаземленной нейтралью** называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока) [20].

**Грозозащитный трос.** Проводник, заземленный непосредственно или через искровые промежутки, расположенный над фазными проводами воздушной линии электропередачи или подстанции и предназначенный для защиты их от поражений молнией [4].

**Заземление.** Преднамеренное электрическое соединение какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством [4].

**Заземлитель.** Проводник [электрод] или совокупность электрически соединенных между собой проводников, находящихся в надежном соприкосновении с землей или ее эквивалентом [4].

**Заземляющее устройство.** Совокупность электрически соединенных заземлителя и заземляющих проводников [4].

**Замыкание** – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей [6].

**Значащие цифры** в приближенных вычислениях – все цифры числа, начиная с первой слева, отличной от нуля, до последней, за правильность которой можно ручаться. Например, если использовать три значащих цифры, то полученный результат 0,345678 следует округлить до 0,346.

**Изолированной нейтралью** называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление [20].

**Интеграл Джоуля.** Условная величина, характеризующая тепловое действие тока короткого замыкания на рассматриваемый элемент электроустановки, численно равная интегралу от квадрата тока короткого замыкания по времени, в пределах от начального момента короткого замыкания до момента его отключения [6].

**Источник бесконечной мощности** – условный источник, напряжение на зажимах которого практически неизменно при любых изменениях тока в цепи. Собственное сопротивление ничтожно мало по сравнению с сопротивлением короткозамкнутой цепи.

**Кабельная линия электропередачи (КЛ).** Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции [4].

**Комплексная схема замещения электроустановки.** Комплексная схема замещения. Электрическая схема, в которой схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей или других составляющих объединены соответствующим образом с учетом соотношений между составляющими токов и напряжения в месте повреждения [6].

**Короткое замыкание в электроустановке.** Короткое замыкание (КЗ). Замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима [6].

**Короткое замыкание на землю в электроустановке.** Короткое замыкание в электроустановке, обусловленное соединением с землей какого-либо ее элемента [6].

**Короткое замыкание с землей в электроустановке.** Короткое замыкание в электроустановке, сопровождающееся контактированием точки короткого замыкания с землей [6].

**Критическое время короткого замыкания электроустановки.** Критическое время. Время, за которое напряжение на выводах синхронной машины, снизившееся в результате короткого замыкания, достигает под действием автоматического регулятора возбуждения номинального значения [6].

**Критический ток короткого замыкания синхронной машины.** Критический ток. Значение установившегося тока синхронной машины при коротком замыкании за критическим сопротивлением [6].

**Критическое сопротивление при коротком замыкании.** Критическое сопротивление. Внешнее сопротивление синхронной машины, при коротком замыкании за которым возбуждение синхронной машины в

установившемся режиме короткого замыкания равно предельному, а напряжение на выводах обмотки статора - номинальному [6].

**Коэффициент замыкания на землю.** Отношение наибольшего фазного напряжения в месте металлического замыкания на землю к напряжению в той же точке при отсутствии замыкания [4].

**Коэффициентом трансформации.** Отношение базисного линейного напряжения к линейному напряжению той ступени, параметры которой подлежат преобразованию.

Коэффициент трансформации каждого трансформатора (автотрансформатора) должен быть определен в направлении от основной ступени напряжения сети, т.е. как отношение напряжения холостого хода обмотки, обращенной в сторону основной ступени напряжения сети, к напряжению холостого хода другой обмотки [4].

**Линия электропередачи (ЛЭП).** Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором [4].

**Магистральная линия электропередачи.** Линия электропередачи, от которой отходит несколько ответвлений [4].

**Мгновенное значение тока короткого замыкания в электроустановке.** Значение тока короткого замыкания в электроустановке в рассматриваемый момент времени [6].

**Мощность короткого замыкания.** Условная величина, равная увеличенному в  $\sqrt{3}$  раз произведению тока трехфазного короткого замыкания на номинальное напряжение соответствующей электрической сети [6].

**Напряжение в месте короткого замыкания.** Напряжение какой-либо фазы или полюса электроустановки в месте короткого замыкания [6].

**Напряжение короткого замыкания силового трансформатора.** В режиме короткого замыкания, на первичную обмотку трансформатора подается переменное напряжение небольшой значення, выводы вторичной обмотки соединяют накоротко. Значение напряжения на входе устанавливают такую, чтобы ток короткого замыкания равнялся номинальному току трансформатора. Это напряжение, выраженное в процентах к номинальному напряжению, называется напряжением короткого замыкания силового трансформатора.

**Нейтраль.** Общая точка соединенных в звезду фазных обмоток [элементов] электрооборудования [4].

**Несимметрия.** Несимметрией трехфазной электроустановки называют неравенство значений параметров элементов ее фаз

**Несимметричное короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке, при котором одна из ее фаз находится в условиях, отличных от условий других фаз [6].

**Неудаленное короткое замыкание.** Близкое короткое замыкание на присоединенной к выключателю воздушной электрической линии, находящееся от него на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров, при котором условия отключения существенно утяжеляются [6].

**Неустойчивое короткое замыкание.** Короткое замыкание, в электроустановке, условия возникновения которого самоликвидируются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата [6].

**Низкое напряжение.** Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого не превышает 1 кВ [8].

**Однократная несимметрия в электроустановке.** Продольная или поперечная несимметрия, возникшая в одной точке электроустановки [6].

**Однофазное короткое замыкание на землю.** Однофазное короткое замыкание. Короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяется только одна фаза [6].

**Одноцепная линия электропередачи.** Линия электропередачи, имеющая один комплект фазных или разнополярных электрических проводов [4].

**Остаточное напряжение при коротком замыкании.** Напряжение какой-либо фазы или полюса электроустановки в рассматриваемой точке сети, удаленной от места короткого замыкания [6].

**Особая фаза электроустановки.** Фаза трехфазной электроустановки, которая при возникновении продольной или поперечной несимметрии оказывается в условиях, отличных от условий для двух других фаз [6].

**Отключаемый ток короткого замыкания.** Ток короткого замыкания электрической цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов ее коммутационного электрического аппарата [6].

**Относительное значение параметра.** Его отношение к другому одноименному параметру, выбранному за единицу измерения.

**Параметры режима (ПрР)** – показатели, характеризующие режим системы [2].

**Параметры системы (ПрС)** – показатели, количественно определяющие физические свойства системы как некоторого материального сооружения, и, зависящие от схемы соединений ее элементов и принимаемых допущений [2].

**Переходный процесс (ПП) в электроустановке.** Процесс перехода от одного установившегося режима электроустановки к другому [6].

**Повторное короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке при автоматическом повторном включении коммутационного электрического аппарата поврежденной цепи [6].

**Постоянная времени апериодической составляющей тока короткого замыкания в электроустановке.** Электромагнитная постоянная времени, характеризующая скорость затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания [6]. Это время, в течение которого апериодическая составляющая уменьшается в  $e = 2,72$  раза по сравнению с начальным значением.

**Потребитель электрической энергии** – электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории [20].

**Подстанция (электрическая) (ПС).** Электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств [4].

**Приемник электрической энергии (электроприемник)** – аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии [20].



**Принужденная составляющая тока короткого замыкания в электроустановке.** Составляющая тока короткого замыкания в электроустановке, равная разности между током короткого замыкания и его свободными составляющими [6].

**Провал напряжения** – внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже  $0,9U_{ном}$ , за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд [3].

**Продольная несимметрия в электроустановке.** Несимметрия трехфазной электроустановки, обусловленная последовательно включенным в ее цепь несимметричным трехфазным элементом [6].

**Поперечная несимметрия в электроустановке.** Несимметрия трехфазной электроустановки, обусловленная коротким замыканием одной или двух фаз на землю или двух фаз между собой [6].

**Радиальная линия электропередачи.** Линия электропередачи, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны [4].

**Распределительная электрическая сеть.** Электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления [4].

**Расчетная продолжительность короткого замыкания в электроустановке.** Продолжительность короткого замыкания, являющаяся расчетной для рассматриваемого элемента электроустановки при определении воздействия на него токов короткого замыкания [6].

**Расчетная точка короткого замыкания в электроустановке.** Точка электроустановки, при коротком замыкании в которой для рассматриваемого элемента электроустановки имеют место расчетные условия короткого замыкания [6].

**Расчетные условия короткого замыкания элемента электроустановки.** Наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которых может оказаться рассматриваемый элемент электроустановки при различном виде короткого замыкания [6].

**Расчетный вид короткого замыкания в электроустановке.** Вид короткого замыкания, при котором имеют место расчетные условия короткого замыкания для рассматриваемого элемента электроустановки [6].

**Расчетная схема электроустановки.** Электрическая схема электроустановки, при которой имеют место расчетные условия короткого замыкания для рассматриваемого ее элемента [6].

**Режим нормального напряжения синхронной машины при коротком замыкании.** Режим нормального замыкания. Режим работы синхронной машины при коротком замыкании в электроэнергетической системе, когда напряжение на выводах машины поддерживается равным напряжению нормального режима [6].

**Режим короткого замыкания электроустановки.** Режим короткого замыкания. Режим работы электроустановки при наличии в ней короткого замыкания [6].

**Режим подъема возбуждения синхронной машины при коротком замыкании.** Режим подъема возбуждения. Режим работы синхронной машины при коротком замыкании в электроэнергетической системе, когда ток возбуждения машины под действием автоматического регулятора возбуждения продолжает увеличиваться [6].

**Режим предельного возбуждения синхронной машины при коротком замыкании.** Режим предельного возбуждения. Установившийся режим работы синхронной машины при коротком замыкании в электрической системе, когда ток возбуждения машины равен предельному [6].

**Режим работы электроустановки, предшествующий короткому замыканию.** Предшествующий режим. Режим работы электроустановки непосредственно перед моментом возникновения короткого замыкания [6].

**Режим системы** – состояние электроэнергетической системы в любой момент времени или на некотором интервале времени.

**Самозапуск** – это процесс восстановления нормальной работы электродвигателей после кратковременного отключения питающего напряжения.

**Свободная составляющая тока короткого замыкания в электроустановке.** Составляющая тока короткого замыкания в электроустановке, определяемая только начальными условиями короткого замыкания, структурой электрической сети и параметрами ее элементов [6].

**Симметричное короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке, при котором все ее фазы находятся в одинаковых условиях [6].

**Симметричные составляющие несимметричной трехфазной системы токов короткого замыкания.** Три симметричные трехфазные системы токов короткого замыкания рабочей частоты прямой, обратной и нулевой последовательностей, на которые данная несимметричная трехфазная система токов короткого замыкания может быть разложена [6].

**Система электроснабжения** – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией [20].

**Сложная несимметрия в электроустановке.** Несимметрия трехфазной электроустановки, представляющая собой комбинацию из продольных и поперечных несимметрий [6].

**Среднее напряжение.** Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ [8].

**Стойкость элемента электроустановки к току короткого замыкания.** Способность элемента электроустановки выдерживать термическое и электродинамическое действия тока короткого замыкания без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе [6].

**Теплоэлектростанция (ТЭС)** – тепловая электростанция, вырабатывающая не только электрическую энергию, но и тепло, отпускаемое потребителям в виде пара и горячей воды.

**Транспозиция (линии электропередачи).** Перемена взаимного расположения фаз линии электропередачи с целью компенсации электромагнитной несимметрии линии электропередачи [4].

**Трансформаторная подстанция (ТП).** Электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов [4].

**Трехфазное короткое замыкание.** Короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной электроэнергетической системе [6].

**Трехфазное короткое замыкание на землю.** Короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо или эффективно заземленными нейтральными силовыми элементами, при котором с землей соединяются три фазы [6].

**Термическое действие тока короткого замыкания в электроустановке.** Изменение температуры элементов электроустановки под действием тока короткого замыкания [6].

**Ток в месте короткого замыкания.** Суммарный ток всех ветвей электроустановки, сходящихся в точке короткого замыкания [6].

**Ток короткого замыкания (ТКЗ) в электроустановке.** Ток, возникающий при коротком замыкании в электроустановке [6].

**Ток короткого замыкания нулевой последовательности.** Один из токов симметричной неуравновешенной трехфазной системы токов короткого замыкания нулевого следования фаз [6].

**Ток короткого замыкания обратной последовательности.** Один из токов симметричной трехфазной системы токов короткого замыкания обратного следования фаз [6].

**Ток короткого замыкания прямой последовательности.** Один из токов симметричной трехфазной системы токов короткого замыкания прямого следования фаз [6].

**Токопровод.** Устройство, выполненное в виде шин или проводов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, подстанции или цеха [4].

**Ток термической стойкости электрического аппарата при коротком замыкании.** Ток термической стойкости. Нормированный ток, термическое действие которого электрический аппарат способен выдерживать при коротком замыкании в течение нормированного времени термической стойкости [6].

**Ток электродинамической стойкости электрического аппарата при коротком замыкании.** Ток электродинамической стойкости. Нормированный ток, электродинамическое действие которого электрический аппарат способен выдерживать при коротком замыкании без повреждений, препятствующих его дальнейшей работе [6].

**Удаленное короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуда периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и в произвольный моменты времени практически одинаковы [6].

**Ударный ток короткого замыкания.** Наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания.

**Ударный коэффициент тока короткого замыкания.** Ударный коэффициент. Отношение ударного тока короткого замыкания к амплитуде периодической составляющей тока короткого замыкания рабочей частоты в начальный момент времени [6].

**Узел нагрузки** – место подключения отдельных систем электроснабжения к высоковольтным сетям электрических систем.

**Установившийся режим короткого замыкания электроустановки.** Режим короткого замыкания электроустановки, наступающий после затухания во всех цепях свободных токов и прекращения изменения

напряжения возбудителей синхронных машин под действием автоматических регуляторов возбуждения [6].

**Установившийся ток короткого замыкания в электроустановке.** Значение тока короткого замыкания в электроустановке после окончания переходного процесса, характеризуемого затуханием всех свободных составляющих этого тока и прекращением изменения тока от воздействия устройств автоматического регулирования возбуждения источников энергии

**Устойчивое короткое замыкание.** Короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого сохраняются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата [6].

**Фаза.** Проводник, пучок проводников, ввод, обмотка или иной элемент многофазной системы переменного тока, являющийся токоведущим при нормальном режиме работы [4].

**Фаза возникновения короткого замыкания в электроустановке.** Фаза напряжения электроустановки к моменту возникновения короткого замыкания, выраженная в электрических градусах [6].

**Фликер** – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники [3].

**Центр питания** - распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы, к которым присоединены распределительные сети данного района [3].

**Электрическая сеть** – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории [20].

**Электрическая сеть с заземленной нейтралью.** Электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, соединены с заземляющими устройствами непосредственно или через устройство с малым сопротивлением по сравнению с сопротивлением нулевой последовательности сети [4].

**Электрическая сеть с изолированной нейтралью.** Электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого не присоединены к заземляющим устройствам или присоединены к ним через устройства измерения, защиты, сигнализации с большим сопротивлением [4].

**Электрическая сеть с компенсированной нейтралью.** Электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, заземлены через дутогасящие реакторы [4].

**Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью.** Электрическая сеть, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает нормируемого значения [4].

**Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью** называется трехфазная электрическая сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4 [20].

**Электродинамическое действие тока короткого замыкания в электроустановке.** Механическое действие электродинамических сил, обусловленных током короткого замыкания, на элементы электроустановки [6].

**Электромагнитный переходный процесс в электроустановке.**

Переходный процесс, характеризуемый изменением значений только электромагнитных значений электроустановки [6].

**Электромеханический переходный процесс в электроустановке.** Переходный процесс, характеризуемый совместным изменением значений электромагнитных и механических значений, определяющих состояние электроустановки [6].

**Электроприемник** (см. **Приемник электрической энергии**) [20].

**Электропроводка.** Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, установочными и защитными деталями, проложенная по поверхности или внутри строительных конструктивных элементов зданий и сооружений [4].

**Электроэнергетическая система** – электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии [20].

**Энергетическая система (энергосистема)** – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом [20].

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Режимы заземления нейтралей в электрических системах: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.
2. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985.
3. ГОСТ 18311-80. Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий. Изменения, 2004. – М.: Стандартиформ, 2005.
4. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2005.
5. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Стандартиформ, 2004.
6. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. Переиздание, 2005. – М.: Стандартиформ, 2006.
7. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартиформ, 2007.
8. ГОСТ Р 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2012.
9. ГОСТ Р МЭК 60050-195-2005. Заземление и защита от поражения электрическим током. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2008.
10. Дутогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю: монография / Б.И. Базылев, А.М. Брянцев, А.Г. Долгополов, Г.А. Евдокунин, А.И. Лурье, А.И. Таджикибаев. – Санкт-Петербург: Петербургский энергетический институт повышения квалификации министерства топлива и энергетики российской федерации, 1999.
11. Жуков В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ. – М.: Издательство МЭИ, 2004.
12. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч. 2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
13. Калихман С.А., Злобин Ю.И. Режимы нейтрали и перенапряжения: учебное пособие. – Чебоксары: Чуваш, ун-т., 1994.
14. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / Ю.А. Куликов. – Изд. 2-е, испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006.
15. Лихачев Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1994.
16. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
17. Папков Б.В. Токи короткого замыкания в электрических системах. – Нижний Новгород: Изд-во НГТУ, 2004.
18. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник для вузов. 3- изд., перераб. и доп. / Г.Г. Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Ры-

балко, Л.И. Несен; Под ред. Г.Г. Пивняка. – М.: Энергоатомиздат; Днепропетрова: Национальный горный университет, 2003.

19. Переходные процессы в электроэнергетических системах / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

20. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007.

21. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.

22. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

23. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004.

24. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Современный подход в оценке качества образования по профилю «Электроэнергетика и электротехника» // Образование: традиции и инновации: Материалы VIII международной научно-практической конференции. – Прага, Чешская Республика: Изд. WORLD PRESS S.R.O., 2015.

25. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Нормативные и технические аспекты износа электрооборудования // Механизация и электрификация сельского хозяйства, 2015. – № 3.

26. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Специфика мониторинга состояния силовых трансформаторов сельских районных подстанций // Оперативное управление в энергетике, 2016. – № 6.

27. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М: Энергосервис, 2003.

28. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.А. Файбисовича. – М.: Изд-во ЭНАС, 2008.

29. Титенков С. 4 режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ // Новости ЭлектроТехники. – 2003, № 5(23).

30. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970.

31. Черников А. А. Компенсация емкостных токов в сетях с незаземленной нейтралью. М.: Энергия, 1994.

32. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001.

33. LabVIEW: User Manual. – National Instruments, 2008.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>5</b>
<b>Глава 1. УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ .....</b>	<b>6</b>
1.1. Общая характеристика системы энергетики .....	6
1.2. Режимы и процессы в электроэнергетической системе .....	9
1.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов .....	12
1.4. Причины возникновения коротких замыканий .....	24
1.5. Виды коротких замыканий .....	33
1.6. Последствия коротких замыканий .....	36
1.7. Назначение расчета параметров режима короткого замыкания .....	43
1.8. Расчетные условия и выбор места короткого замыкания .....	45
1.8. Режимы коротких замыканий .....	48
1.9. Требования и допущения к расчетам токов коротких замыканий.....	50
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	53
<b>Глава 2. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....</b>	<b>54</b>
2.1. Основные теоретические сведения о переходных процессах .....	54
2.2. Трехфазное короткое замыкание в неразветвленной цепи .....	57
2.3. Изменение во времени тока короткого замыкания и его составляющих .....	62
2.4. Анализ составляющих ТКЗ при трехфазном коротком замыкании в каждой фазе .....	63
2.5. Ударный ток короткого замыкания и условия его возникновения.....	66
2.6. Приближенное определение периодической составляющей тока короткого замыкания .....	69
2.7. Моделирование переходных процессов .....	71
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	75
<b>Глава 3. ОБЩАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТОКОВ СИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ .....</b>	<b>77</b>
3.1. Порядок расчета токов короткого замыкания. Расчетные схемы .....	77
3.2. Составление и преобразование схем замещения .....	80
3.3. Методы преобразования схем замещения .....	82
3.4. Приведение расчетных значений к одной ступени трансформации .....	85
3.5. Представление элементов схем замещения в именованных единицах .....	88
3.6. Представление элементов схем замещения в относительных единицах ...	90
3.7. Особенности инженерных расчетов ТКЗ .....	94
3.8. Определение параметров элементов схем замещения .....	95
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	112
<b>Глава 4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ НАРУШЕНИИ СИММЕТРИИ ТРЕХФАЗНОЙ ЦЕПИ .....</b>	<b>113</b>
4.1. Общие положения и допущения .....	113
4.2. Метод симметричных составляющих .....	113
4.3. Использование метода симметричных составляющих для анализа несимметричных коротких замыканий .....	117
4.4. Схемы замещения отдельных последовательностей .....	119
4.5. Сопротивления электроустановок для токов различных последовательностей .....	122
4.6. Правило эквивалентности прямой последовательности .....	129
4.7. Комплексные схемы замещения .....	130
4.8. Векторные диаграммы токов и напряжений при несимметричных коротких замыканиях .....	133



4.9. Сравнение токов и напряжений при различных видах несимметричного короткого замыкания .....	135
4.10. Методика расчета токов несимметричных коротких замыканий .....	137
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	143
<b>Глава 5. ИЗМЕНЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ВО ВРЕМЕНИ .....</b>	<b>145</b>
5.1. Влияние автоматического регулирования возбуждения на ток короткого замыкания .....	145
5.2. Инженерный расчет тока короткого замыкания в произвольный момент времени .....	152
5.3. Расчет тока короткого замыкания по его общему и индивидуальному изменениям .....	155
5.4. Учет электрической системы .....	156
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	160
<b>Глава 6. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 кВ .....</b>	<b>161</b>
6.1. Общие сведения о распределительных сетях напряжением 6–35 кВ .....	161
6.2. Переходные процессы при однофазных замыканиях в распределительных сетях с изолированной нейтралью .....	162
6.3. Особенности режимов ОЗЗ в распределительных сетях с изолированной нейтралью .....	175
6.4. Распределительные сети напряжением 6–35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор .....	176
6.5. Распределительные сети с резистивным заземлением нейтрали .....	185
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	191
<b>Глава 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ .....</b>	<b>193</b>
7.1. Особенности методики расчета .....	193
7.2. Расчет сопротивлений элементов электроустановки .....	195
7.3. Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания .....	203
7.4. Расчет апериодической составляющей и ударного тока короткого замыкания .....	205
7.5. Расчет несимметричных коротких замыканий .....	207
7.6. Расчет периодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени .....	210
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	216
<b>Глава 8. КООРДИНАЦИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....</b>	<b>218</b>
8.1. Качество переходных процессов и координация токов короткого замыкания .....	218
8.2. Методы и средства ограничения токов короткого замыкания .....	220
8.3. Оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях .....	226
8.4. Регулирование токов короткого замыкания на стадии проектирования СЭС .....	228
8.5. Ограничение токов короткого замыкания при эксплуатации СЭС .....	232
Контрольные вопросы для индивидуальной работы и тестирования .....	234
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>236</b>
<b>ГЛОССАРИЙ .....</b>	<b>241</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>251</b>

У ч е б н о е   и з д а н и е

**Сазыкин** Василий Георгиевич,  
**Кудряков** Александр Георгиевич

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ  
ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
СИСТЕМАХ**

*Учебное пособие*

В авторской редакции

Подписано в печать 22.11.2016. Формат 60×84 1/8.  
Усл. печ. л. – 29,0. Уч.-изд. л. – 17,0.  
Тираж 50 экз. Заказ №

Типография ООО «КРОН»  
г. Краснодар, ул. Алма-Атинская, 57, офис 3